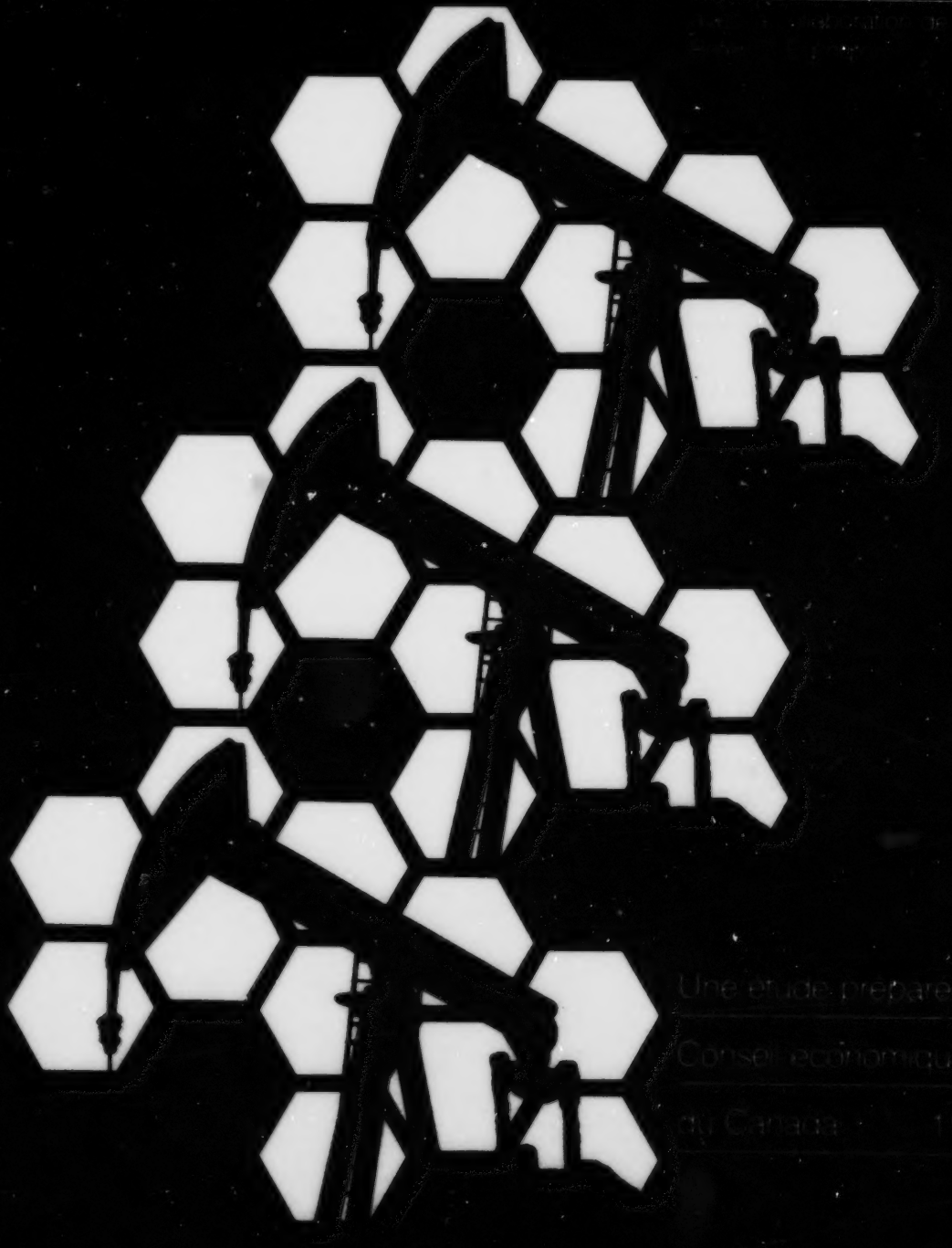
OFFRE POTENTIELLE DE PÉTROLE BRUT ET DE GAZ NATUREL DANS LE BASSIN DE L'ALBERTA

Russell S. Uhler



Une étude préparée pour le Conseil économique du Canada

1986

86-02286/

Établi en 1963 par une Loi du Parlement, le **Conseil économique du Canada** est une corporation de la Couronne composée d'un président, de deux directeurs et d'au plus vingt-cinq autres membres, qui sont nommés par le gouverneur en conseil.

Le Conseil est un organisme consultatif indépendant dont le mandat lui enjoint de faire des études, donner des avis et dresser des rapports concernant une grande variété de questions rattachées au développement économique du Canada. Le Conseil est autorisé à entreprendre des études et des enquêtes, de sa propre initiative ou à la demande du Ministre, et à faire rapport de ses activités. Chaque année, il doit préparer et faire publier un exposé sur les perspectives et les problèmes économiques à long et à moyen termes. Il peut aussi faire publier les études et les rapports dont la publication lui semble opportune.

Le président est le directeur général du Conseil; il en surveille les travaux et en dirige le personnel. Les montants requis pour acquitter les dépenses du Conseil sont prélevés sur les crédits que le Parlement vote à cette fin.

En tant que personne morale, le Conseil assume l'entière responsabilité des *Exposés annuels*, ainsi que de certains autres rapports qui sont clairement désignés comme étant des *Rapports du Conseil*. Figurent également au nombre des publications du Conseil, les *Études*, *Documents* et *Comptes rendus de colloques*, qui sont explicitement *attribués à des auteurs particuliers* plutôt qu'au Conseil lui-même. Celui-ci établit une politique générale touchant ces textes, mais c'est au président qu'il incombe de prendre la décision finale de faire publier, sous les auspices du Conseil économique du Canada, les ouvrages à nom d'auteur tels que les études, documents et rapports de colloques. Pour se prononcer sur la qualité, l'exactitude et l'objectivité d'une étude ou d'un document attribué à son auteur, le président est conseillé par les deux directeurs. De plus, dans le cas des *études à nom d'auteur*, le président et les deux directeurs sollicitent l'avis de lecteurs extérieurs spécialisés, qui font un rapport confidentiel sur la qualité de ces ouvrages. Le fait de publier une étude ou un document à nom d'auteur ne signifie pas que le président ou les membres du Conseil souscrivent aux conclusions ou recommandations contenues dans l'ouvrage, mais plutôt que l'analyse est jugée d'une qualité suffisante pour être portée à l'attention du public.

L'offre potentielle de pétrole brut et de gaz naturel dans le bassin de l'Alberta

Les auteurs

Russell S. Uhler

M. Uhler est professeur d'économie à l'Université de la Colombie-Britannique, où il s'intéresse particulièrement à l'économie des ressources naturelles. Il s'est joint à la faculté en 1966, après avoir obtenu son doctorat du Claremont Graduate School and University Centre en Californie. Il a publié des articles et des monographies sur divers domaines de l'économie, mais il est surtout connu pour ses études sur les aspects tant théoriques que pratiques de l'offre potentielle de pétrole brut et de gaz naturel.

Peter C. Eglington

M. Eglington a obtenu un baccalauréat en commerce de l'Université McGill, une maîtrise en science de la gestion industrielle du Massachusetts Institute of Technology et un doctorat en sciences économiques de l'Université de la Colombie-Britannique. Il a entrepris ses premiers travaux sur les marchés pétroliers au MIT dans les années 60. De 1976 à 1981, il a été économiste en chef à l'Office national de l'énergie et depuis 1981, il est économiste-conseil dans le domaine de l'énergie. Il est actuellement président du Ottawa Energy Group Limited.

RUSSELL S. UHLER

AVEC LA COLLABORATION DE
PETER C. EGLINGTON

L'offre potentielle de pétrole brut et de gaz naturel dans le bassin de l'Alberta

Les résultats de cette étude demeurent l'entière responsabilité des auteurs et, en tant que tels, n'ont pas reçu l'adhésion des membres du Conseil économique du Canada.

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

En vente au Canada par l'entremise de nos

agents libraires agréés
et autres librairies

ou par la poste auprès du:

Centre d'édition du gouvernement du Canada
Approvisionnements et Services Canada
Ottawa (Canada) K1A 0S9

N° de catalogue EC 22-128/1986F
ISBN 0-662-93373-7

au Canada: $7.95
à l'étranger: $9.55

Prix sujet à changement sans préavis

This study is also available in English under the title: *The Potential Supply of Crude Oil and Natural Gas Reserves in the Alberta Basin.*

Table des matières

Remerciements vii

1 Introduction 1

2 Les méthodes d'analyse 5
Méthode d'analyse des données désagrégées 5
Méthodes d'analyse des données agrégées 12
Le premier modèle 12
Le deuxième modèle 15

3 Le prix des réserves de pétrole et de gaz naturel 19
Prix anticipés par l'industrie 20
Le prix des réserves de pétrole brut 20
Le prix des réserves de gaz naturel 23

4 L'offre de pétrole et de gaz naturel : Analyse des données désagrégées 27
Dévonien supérieur 30
Beaverhill Lake et Dévonien inférieur 35
Mannville 38
Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, zone 5 40
Crétacé supérieur, zone 8 41
Viking et sédiments équivalents 42
Mississippien 44
Crétacé supérieur, zone 1 47
Résumé 47

5 L'offre de pétrole et de gaz naturel : Analyse des données agrégées 51
Le premier modèle 51
Le deuxième modèle 54
Accroissement des réserves de pétrole et de gaz naturel du bassin de l'Alberta 54
Estimation des fonctions d'accroissement des réserves de pétrole et de gaz naturel 55
Estimation des équations des découvertes de pétrole et de gaz naturel 58

6 Répercussions sur la politique énergétique canadienne 63

Appendice A 69

Appendice B 75

Appendice C 81

Appendice D 83

Appendice E 93

Notes 97

Liste des tableaux et graphiques 99

Bibliographie 103

Remerciements

Je tiens à remercier Frank R. J. Flynn et Steven Tierney de leur aide pour la constitution de fichiers de données, ainsi que Olga E. L. Betts pour la patience et la compétence dont elle a fait preuve dans le traitement des textes à diverses étapes du projet.

1 Introduction

L'estimation des réserves de pétrole et de gaz procède habituellement par l'analyse des données géologiques relatives aux dépôts sédimentaires ou par l'application des distributions de probabilité aux caractéristiques d'un gisement en vue de calculer le potentiel ultime d'un bassin. Ces méthodes permettent de dégager des renseignements utiles et elles sont probablement la seule façon de procéder lorsqu'il n'existe pas d'historique des résultats concrets des travaux de forage. Dans la présente étude, les réserves primaires potentielles de pétrole léger et moyen classique et de gaz naturel sont examinées dans une perspective différente. L'étude est axée sur le potentiel d'accroissement des réserves que renferment les formations géologiques où du pétrole et du gaz ont déjà été découverts et pour lesquelles il existe des données sur les résultats des travaux de forage. Puisqu'il est supposé, en outre, que l'offre de réserves dépend des conditions économiques, un des principaux objectifs de l'étude est de déterminer dans quelle mesure la conjoncture économique peut influer sur l'évolution des réserves.

Pour atteindre cet objectif, les données sont examinées à deux niveaux d'agrégation regroupant les formations géologiques et les zones géographiques où du pétrole et du gaz ont été découverts. Le premier niveau d'agrégation comprend huit groupes de formations géologiques et de zones qui renferment 98 % du pétrole classique et 93 % du gaz naturel non associé découverts dans le bassin de l'Alberta. Ce groupement correspond presque exactement à ce que l'on considère les principaux sites d'exploration pétrolière et gazière du bassin. Le second niveau d'agrégation renferme toutes les formations et zones et correspond donc à l'ensemble du bassin.

L'étude des données à ces deux niveaux d'agrégation est abordée de deux façons différentes. La première méthode utilisée s'applique aux deux niveaux d'agrégation et elle est axée sur le rapport entre l'accroissement annuel des réserves et l'intensité des travaux de forage, le but étant de déterminer la quantité ultime que les entreprises sont disposées à forer compte tenu des prix des réserves et des coûts de forage. Un parallèle peut ainsi être établi entre, d'une part, les prix et les coûts et, d'autre part, les additions aux réserves résultant des travaux de forage d'une intensité donnée, ce qui permet d'obtenir des fonctions d'offre de réserves ultimes. La deuxième méthode porte uniquement sur les données agrégées et elle met en relief le processus d'accroissement des découvertes. Les réserves initiales découvertes chaque année sont considérées comme étant fonction de facteurs économiques et d'autres variables, et leur accroissement est estimé à l'aide d'une formule qui tient compte du temps écoulé depuis la découverte et du prix des réserves.

Au chapitre 2, les méthodes d'analyse des données sont exposées, pour ensuite être comparées à celles qui ont été utilisées dans d'autres études. Une attention particulière est attachée à démontrer comment les méthodes techniques d'évaluation du rendement peuvent être intégrées à une analyse économique pour constituer ce qu'on pourrait appeler un modèle économique d'évaluation du rendement. C'est effectivement un tel modèle qui sert de base à l'analyse des données désagrégées. Son explication fait rapidement ressortir que le prix des réserves a une influence déterminante sur le processus de prise de décisions.

Étant donné que les prix des réserves ne sont généralement pas publiés comme le sont, par exemple, les prix à la tête de puits, ils doivent être calculés à partir des données disponibles. Le chapitre 3 explique comment ces prix sont calculés et présente les séries de prix qui en découlent. Puisque les prix des réserves sont des prix unitaires fondés sur les prix futurs à la tête de puits, ils varient en fonction des prix prévus à la tête de puits. Contrairement aux prix à la tête de puits, toutefois, les prix des réserves fluctuent en fonction des variations des redevances et des taux d'impôt sur le revenu, des divers coûts de mise en valeur, du temps écoulé entre la découverte et la production, et d'autres facteurs, de sorte qu'ils peuvent en différer. Ces divergences sont illustrées par des graphiques de ratios de prix. Il a été constaté, par exemple, que les prix des réserves de pétrole fléchissent par rapport aux prix à la tête de puits jusqu'au milieu des années 70, après quoi ils augmentent brusquement, comme le font d'ailleurs les prix des réserves de gaz naturel. Ce n'est pas par hasard que cette période est aussi caractérisée par une forte intensification du forage. La relation entre les prix des réserves et ce qu'on nomme communément « rentrées nettes » dans l'industrie est aussi mise en évidence dans ce chapitre.

Au chapitre 4 sont présentés les résultats de l'analyse des données désagrégées. D'après ceux-ci, un seul horizon géologique pour lequel il existe d'abondantes données sur les travaux de forage, soit le Dévonien

supérieur, serait porteur de réserves supplémentaires de pétrole. Le potentiel d'accroissement des réserves de pétrole récupérable par les méthodes d'épuisement naturel (récupération primaire) est estimé pouvoir atteindre entre 60 et 160 millions de mètres cubes (m^3), c'est-à-dire entre 378 millions et 1 milliard de barils. Les perspectives de découverte de nouvelles réserves sont nettement moins prometteuses dans les sept autres horizons étudiés; en effet, elles ne se chiffreraient qu'entre 6 et 20 millions de m^3 (entre 38 et 126 millions de barils). Au tableau 1-1 sont résumées les estimations qui ont été faites, dans la présente étude et dans d'autres analyses récentes, des additions possibles aux réserves de pétrole brut léger et moyen du bassin de l'Alberta. Leur comparaison révèle qu'elles concordent passablement entre elles. Les fourchettes d'estimations découlent de l'utilisation de deux modèles qui regroupent en des scénarios opposés les hypothèses concernant l'aptitude des entreprises à forer jusqu'à la découverte d'un hydrocarbure donné (le pétrole, par exemple), lorsque l'intention du forage est de trouver l'hydrocarbure en question, par opposition au cas où l'activité d'exploration ne peut être orientée vers un objectif précis. Ce concept de « capacité de discrimination » et son rôle dans l'élaboration des deux modèles sont examinés à fond au chapitre 2.

Tableau 1-1

Additions potentielles aux réserves de pétrole brut léger et moyen dans le bassin de l'Alberta

		Exploitables par récupération primaire et par injection d'eau (10^6 m^3)	
	Dans le Dévonien	Excluant le bassin profond	Incluant le bassin profond
La présente étude	60-160[1]	66-180[1]	
Petro-Canada	122	190	285
Office national de l'énergie			280
Esso[2]	126	177	317
ERCB[3]	100		250

1 Uniquement les réserves exploitables par récupération primaire à un prix des réserves de 70 $/$m^3$. En moyenne, les additions aux réserves exploitables par injection d'eau ajoutent 8 % environ aux réserves dans le Dévonien supérieur.
2 Découvertes accrues seulement.
3 Alberta Energy Resources Conservation Board.

Un des objets de la présente étude est d'estimer la sensibilité de l'offre de réserves ultimes aux variations de prix. Cela se fait en déterminant, pour divers niveaux de prix des réserves, le niveau optimal des activités cumulatives de forage et les réserves découvertes en conséquence de ces activités. Puisque l'activité cumulative de forage sera plus considérable et les découvertes plus importantes lorsque les prix sont plus élevés, il est possible de quantifier les fluctuations de l'offre en fonction des hausses de prix. Ces calculs de l'élasticité-prix sont effectués pour chacun des horizons. Les estimations des réserves de pétrole et les mesures de leur sensibilité aux variations de prix, dans le contexte de l'analyse désagrégée, figurent au tableau 4-23 du chapitre 4.

Comme nous l'avons déjà signalé, le Dévonien supérieur est le seul horizon étudié qui semble renfermer d'importantes réserves supplémentaires de pétrole classique de faible et de moyenne densité. Tel que prévu, le potentiel varie, dans une certaine mesure, en fonction du prix des réserves, mais les estimations de cette sensibilité de l'offre dépendent de la manière dont est traitée, dans le modèle, l'aptitude des entreprises à discerner les possibilités de découvertes de pétrole et de gaz (capacité de discrimination). Dans le scénario où il est supposé que les entreprises ne peuvent pas orienter à coup sûr leurs activités de forage vers la découverte d'un hydrocarbure donné (incapacité de discrimination), l'élasticité-prix des additions aux réserves est estimée à environ 0,20. Il s'agit là d'une limite minimale. Dans l'autre scénario où il est supposé qu'elles le peuvent (capacité de parfaite discrimination), l'estimation de l'élasticité-prix est plus élevée et peut atteindre 0,60.

Il n'est pas étonnant que les résultats de l'analyse désagrégée révèlent un excellent potentiel d'accroissement des réserves de gaz naturel non associé. Dans le cas des principaux horizons renfermant du gaz, les prix des réserves, les coûts unitaires de forage et les taux des additions aux réserves étaient tous, en 1981, à un niveau qui incitait à forer des puits supplémentaires. Étant donné que, dans ces horizons, les taux des additions aux réserves de gaz sont relativement élevés et demeurent presque constants par rapport aux activités cumulatives de forage, il est difficile d'estimer les réserves ultimes de gaz non associé. Toutefois, il est très vraisemblable que les réserves de gaz non associé augmenteront encore de 727 milliards de m^3, provenant en majeure partie des horizons de Mannville, de Viking, du Mississippien et du Dévonien supérieur. Ce volume représente une hausse de 30 % par rapport aux réserves totales de gaz non associé en 1981, ce qui porte le potentiel ultime du bassin de l'Alberta à 3 056 milliards de m^3 (109 billions de pieds cubes). Ces estimations ne tiennent compte ni du potentiel d'horizons tels que le bassin profond ni du gaz associé. Les estimations des réserves de gaz naturel et les mesures de leur sensibilité aux variations du prix des réserves, dans le contexte de l'analyse désagrégée, figurent au tableau 4-24 du chapitre 4.

Au chapitre 5 sont présentés les résultats de l'analyse agrégée. Celle-ci est effectuée à l'aide de deux modèles : le premier sert à examiner l'offre du point de vue des additions aux réserves et le second, du point de vue des réserves initiales et de leur accroissement ultérieur. Les résultats du modèle agrégé portant sur les additions aux réserves peuvent donc être comparés plus directement à ceux du modèle désagrégé, puisque le but poursuivi dans les deux cas est d'expliquer l'accroissement total des réserves. La comparaison révèle des écarts frappants entre les estimations du potentiel de pétrole et de gaz non associé dans le bassin. D'après les résultats de l'analyse agrégée, le potentiel d'accroissement des réserves de pétrole serait nul aux prix de 1981 et très faible si le prix du pétrole était plus élevé. Dans le cas du pétrole, les écarts entre les résultats de l'analyse désagrégée et ceux de l'analyse agrégée sont probablement dus au fait que les données agrégées sont dominées par l'absence de potentiel qui caractérise tous les horizons sauf celui du Dévonien supérieur, et ces écarts mettent en relief les dangers de l'analyse agrégée lorsque les données renferment d'importantes valeurs extrêmes.

Au chapitre 5, l'offre de pétrole et de gaz est également étudiée sous l'angle des découvertes initiales et de leur accroissement ultérieur. Pour mesurer l'accroissement, il fallait bien déterminer le point de départ. Après un examen attentif, il a été décidé d'utiliser les réserves homologuées au cours de l'année de leur découverte et de l'année suivante pour exprimer les découvertes initiales. Certes, ce choix a pour effet de réduire la valeur des facteurs d'accroissement, mais il contribue à les stabiliser dans le temps. L'incidence des hausses de prix des réserves sur les facteurs d'accroissement a aussi été étudiée, et il a été constaté que ces hausses de prix semblent majorer les facteurs d'accroissement des réserves de gaz, mais elles n'ont aucune influence sur les facteurs d'accroissement des réserves de pétrole.

Les équations d'estimation des découvertes qui composent une partie du modèle révèlent qu'il est très difficile de dégager les effets des prix à partir des données agrégées. La partie du modèle qui traite des découvertes doit être rajustée en fonction des variations de prix et de coûts qui produisent des résultats invraisemblables au cours des périodes d'une année qui composent la série de données. Diverses corrections ont été tentées en introduisant différents retards, mais cette tentative n'a pas donné les résultats escomptés. Les raisons qui peuvent expliquer les résultats insatisfaisants de ce modèle sont exposées au chapitre 5.

2 Les méthodes d'analyse

Ce chapitre décrit la démarche adoptée pour analyser l'offre potentielle de pétrole brut classique et de gaz naturel du bassin de l'Alberta. L'objet de l'étude est de déterminer dans quelle mesure les variations du prix des réserves influent sur le potentiel ultime du bassin dans son ensemble, mais cet objectif peut être atteint par l'analyse de données à divers niveaux d'agrégation. La façon de procéder la plus simple et la plus évidente consiste à examiner les données pour l'ensemble du bassin. Toutefois, certains prétendent que l'étude de l'offre de pétrole et de gaz naturel à un tel niveau d'agrégation ne permet pas de bien saisir le processus d'approvisionnement et mène à une sous-estimation de l'offre globale. Cette hypothèse sera soigneusement examinée au cours de l'étude.

Une autre façon de procéder consiste à étudier l'offre pour des horizons géologiques et des zones géographiques donnés et à additionner les résultats partiels ainsi obtenus pour en arriver à une évaluation de l'offre globale. Dans la présente étude, l'analyse est effectuée suivant les deux niveaux d'agrégation. Les résultats de l'analyse désagrégée serviront à dégager des estimations de l'offre globale du bassin qui peuvent ensuite être comparées aux résultats de l'analyse agrégée.

Méthode d'analyse des données désagrégées

Depuis longtemps, des réserves de pétrole et de gaz sont découvertes dans diverses formations géologiques situées dans différentes zones du bassin de l'Alberta. L'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta (Alberta Energy Resources Conservation Board, ou ERCB) a identifié ces formations géologiques par principaux intervalles stratigraphiques et pour six régions géographiques du bassin de l'Alberta. (Un tableau de cette ventilation, intitulé The Alberta Table of Formations: Major Stratigraphic Intervals, est disponible auprès de l'Office.) Cependant, au lieu de tenter de considérer séparément chacune des formations identifiées par l'Office, nous les avons réunies en 10 groupes relativement homogènes appelés *horizons géologiques*. Les 10 horizons sont énumérés au tableau 2-1 et, à l'exception du Crétacé inférieur qui a été décomposé en horizon de Mannville et en horizon de Viking et sédiments équivalents, ils correspondent aux formations regroupées selon les périodes géologiques standards. Le tableau 2-1 indique également les codes correspondant aux zones de formation qu'utilise l'Office de conservation des ressources énergétiques pour ces horizons.

Tableau 2-1

Horizons géologiques et codes zonaux correspondants du ERCB[1]

	Code de zone du ERCB
Horizon :	
Crétacé supérieur	1 000 - 2 080
Viking et sédiments équivalents	2 100 - 2 420
Mannville	2 440 - 3 501
Jurassique	4 000 - 4 500
Trias	5 000 - 5 499
Permien et Pennsylvanien	5 500 - 5 800
Mississippien	6 000 - 6 499
Dévonien supérieur	6 500 - 7 400
Beaverhill Lake et Dévonien inférieur	7 440 - 8 000
Silurien, Ordovicien, Cambrien et Précambrien	8 200 -

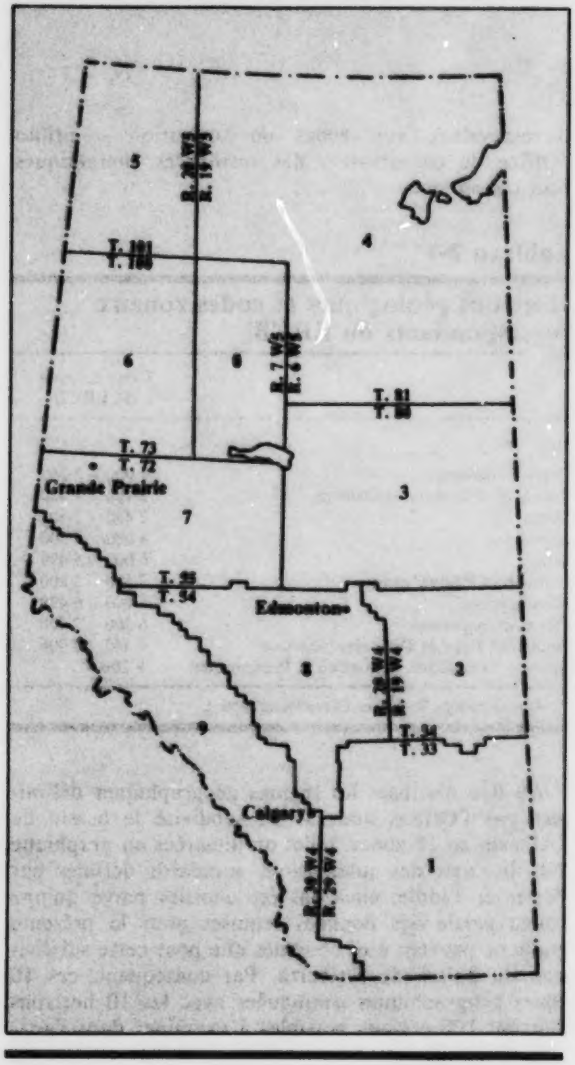
1 Alberta Energy Resources Conservation Board.

Au lieu d'utiliser les régions géographiques délimitées par l'Office, nous avons subdivisé le bassin de l'Alberta en 10 zones, telles qu'illustrées au graphique 2-1. Il s'agit des subdivisions standards définies par Potter et Liddle; elles ont été choisies parce qu'une bonne partie des données requises pour la présente étude ne peuvent être obtenues que pour cette subdivision du bassin de l'Alberta. Par conséquent, ces 10 zones géographiques conjuguées avec les 10 horizons donnent 100 régions possibles à examiner dans l'analyse désagrégée.

La question qui se pose naturellement à ce stade-ci est de savoir à quoi peut servir l'analyse des découvertes de pétrole et de gaz naturel à ce niveau de désagrégation. D'abord, il est bien connu que les découvertes de ces deux hydrocarbures tendent à correspondre à des vagues d'exploration visant des horizons précis et que des tendances *relativement* régulières d'additions aux réserves peuvent être décelées pour chacune de ces étapes d'exploration, alors que les données agrégées sont beaucoup plus complexes et beaucoup plus difficiles à analyser. Si le but poursuivi est d'estimer le potentiel d'accroissement des réserves des différentes

Graphique 2-1

Zones de l'Alberta selon Potter et Liddle



régions, alors une analyse des données désagrégées est, bien entendu, nécessaire. C'est probablement au moins en partie à cause de leur intérêt naturel pour les estimations de ce type que les ingénieurs et les géologues qui étudient ces questions ont été enclins à préférer les analyses désagrégées de l'offre de pétrole et de gaz naturel.

La justification du choix des zones géographiques est moins évidente. Disons que cette façon de procéder permet de mesurer plus précisément l'activité de forage et de mieux estimer le coût du forage. Le coût de forage varie à la fois en fonction des zones du bassin et de la profondeur à laquelle il s'effectue. Même s'il est possible d'analyser, sur une longue période de temps, l'offre de réserves dans chacune des 100 régions (horizons et zones), cela ne signifie pas pour autant qu'il s'agit là du regroupement le plus naturel auquel l'analyse désagrégée puisse être faite. Il se peut que l'examen des données détermine un niveau d'agrégation plus approprié. Il est fort probable que le niveau optimal d'agrégation ne correspondra pas au bassin tout entier.

Il faut un modèle pour faire l'analyse quantitative des données désagrégées, si l'on veut éventuellement obtenir une fonction d'offre pour chaque région. Pour définir un modèle convenable, il convient de passer en revue quelques-uns des travaux antérieurs sur l'offre de pétrole et de gaz naturel et il importe en particulier de suivre l'évolution des modèles d'offre élaborés par les géologues et les ingénieurs parce que ceux-ci forment la base sur laquelle reposent les modèles plus récents, notamment certains des modèles utilisés par les économistes.

L'un des premiers modèles d'offre de pétrole a été élaboré par Hubbert (1962) qui, non satisfait de la méthode d'analyse volumétrique[1], affirmait que :

> La seule façon pour nous de déterminer quelle quantité de pétrole produiront les États-Unis est de procéder par pur empirisme, en nous fondant sur notre expérience réelle d'exploration et de production pétrolières. L'expérience américaine peut ensuite servir pour estimer ce qu'on pourrait attendre d'autres régions comparables[2].

Hubbert a cherché à voir s'il n'existait pas une relation empirique entre les réserves cumulatives découvertes et le facteur temps pour les États-Unis dans leur ensemble[3]. Ses séries de données ont montré que les découvertes cumulatives ont semblé d'abord augmenter à un taux croissant, jusqu'à un point d'inflexion, pour s'accroître par la suite à un taux décroissant dans le temps. Cette constatation a amené Hubbert à proposer un modèle logistique dont les paramètres pouvaient être estimés à partir des données connues. L'asymptote présente un intérêt particulier dans ce modèle puisqu'elle donne une estimation des réserves ultimes. Les formes générales des courbes de découvertes cumulatives et de taux de découverte du modèle de Hubbert sont illustrées aux graphiques 2-2 et 2-3.

Arps, Mortada et Smith (AMS) ont raffiné l'analyse de l'offre de pétrole et de gaz naturel. Dans un ouvrage publié en 1970 ils écrivaient :

> Les méthodes d'estimation des réserves potentielles futures d'un bassin ou d'une région géologique à des stades plus avancés d'exploration sont analogues aux méthodes d'évaluation du rendement utilisées pour estimer les réserves prouvées au cours des dernières

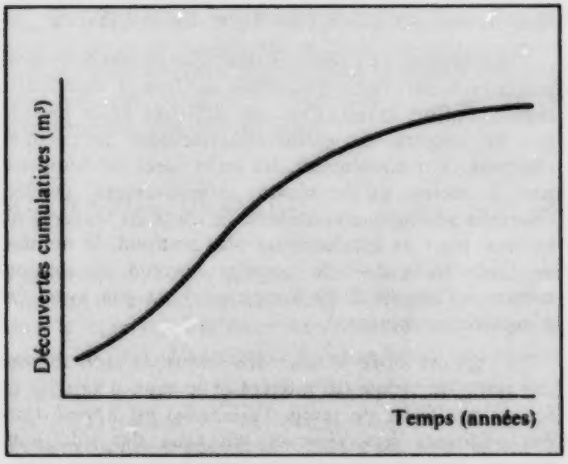
phases de la vie d'un réservoir. On se sert en fait des tendances passées relativement au rendement des explorations pour définir les tendances futures les plus probables en matière d'accroissement ultime des réserves résultant d'activités additionnelles d'exploration.

Il est certain que ce modèle d'évaluation du rendement est élaboré à partir de concepts qui relèvent davantage du génie que de la géologie. Le modèle lui-même comprend deux parties : une première pour expliquer la découverte de réserves initiales et une deuxième pour expliquer l'accroissement ultérieur de ces réserves attribuable à la délimitation et à la mise en valeur des découvertes initiales. Nous reprendrons un peu plus loin la discussion sur la deuxième partie.

En élaborant la première partie de leur modèle qui explique les découvertes initiales cumulatives, AMS ont songé à plusieurs façons de mesurer l'activité de forage, notamment par le temps. Ils ont éventuellement décidé d'exprimer l'effort déployé à forer par le nombre cumulatif de pieds de forage d'exploration plutôt qu'en fonction du temps cumulatif de forage en faisant valoir que le temps et l'effort ne sont pas toujours liés suivant une relation linéaire. Ce choix a marqué une évolution importante par rapport aux modèles antérieurs et, comme nous le verrons, préparé la voie à de meilleures formulations du processus de découverte. Pour illustrer encore plus cette évolution, comparons les résultats du modèle de Hubbert représentés par les diagrammes des graphiques 2-2 et 2-3 avec les résultats du modèle d'AMS représentés par les diagrammes des graphiques 2-4 et 2-5. Ces diagrammes reposent sur des données empiriques et montrent la relation entre les découvertes cumulatives et l'effort et entre le taux de découverte et l'effort. Les deux modèles donnent à penser qu'éventuellement, à mesure que le temps s'écoulera et que l'activité cumulative augmentera, le taux de découverte diminuera même si, selon Hubbert, ce taux commencera d'abord par monter pour baisser ensuite.

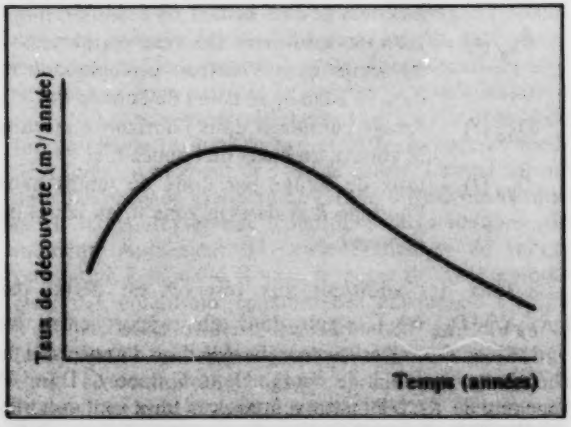
Graphique 2-2

Modèle de Hubbert



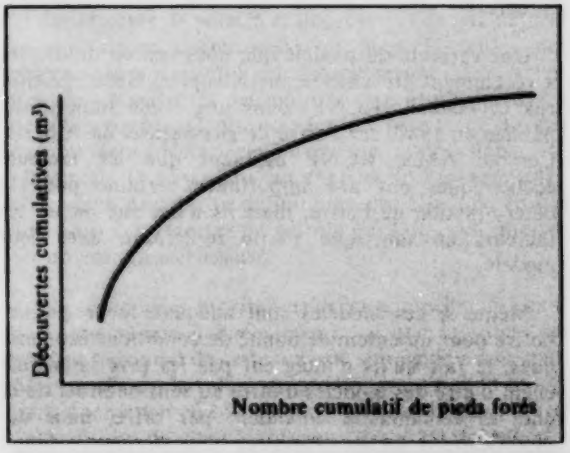
Graphique 2-3

Modèle de Hubbert



Graphique 2-4

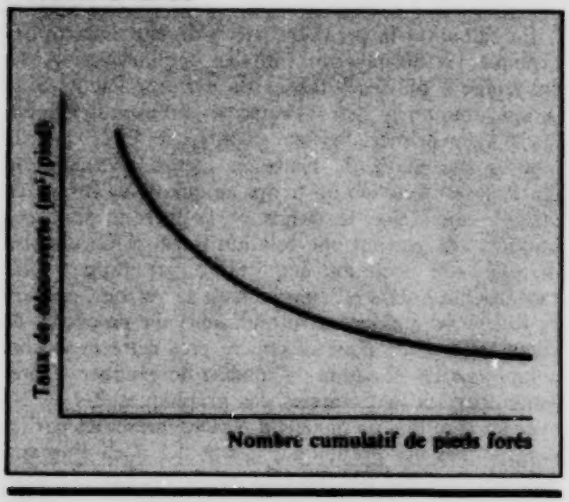
Modèle d'AMS



AMS reconnaissent également le concept de limite économique selon lequel les conditions économiques imposeraient une limite au niveau d'effort déployé. En

Graphique 2-5

Modèle d'AMS



fait, ces auteurs pensent que la limite économique correspondrait au niveau d'activité auquel la valeur des réserves additionnelles découvertes égale le coût marginal du forage, mais ils n'utilisent pas complètement ce concept dans leur analyse. Comme on le verra bientôt, il suffit de quelques ajustements mineurs qui introduisent des facteurs économiques de façon explicite pour transformer ce modèle en un modèle économique d'évaluation du rendement entièrement intégré.

Une variante du modèle que nous venons de décrire a récemment été utilisée par Kleopfer, Coles, Nikiforuk et Pennell (KCNP) dans une étude importante, publiée en 1980, sur l'offre de gaz naturel en Alberta. Comme AMS, KCNP estiment que les facteurs économiques ont une importance certaine pour la détermination de l'offre, mais ils n'ont pas inclus ces facteurs en tant que partie intégrante dans leur modèle.

Même si ces modèles sont adéquats pour estimer l'offre pour un ensemble donné de conditions économiques, le fait qu'ils n'intègrent pas les prix les empêchent d'être des modèles d'offre au sens habituel de ce que les économistes entendent par offre, mais des modifications seront proposées pour permettre l'intégration de facteurs économiques. Même si cela n'est fait qu'explicitement dans le cas du modèle utilisé par KCNP, il est évident que cette intégration se réalise facilement dans d'autres modèles similaires. Nous allons d'abord considérer un certain nombre d'hypothèses et de concepts de base utilisés par KCNP pour voir dans quelle mesure la démarche de ces auteurs diffère de celle des auteurs précédemment cités.

Le premier concept est celui qui veut que tous les types de forage (forage d'exploration, de délimitation et de mise en valeur) engendrent des additions aux réserves. KCNP estiment qu'il est plus utile de considérer le processus d'addition aux réserves de cette façon que de le disséquer en deux étapes : une première où les activités de forage d'exploration aboutissent à des découvertes initiales et une deuxième où un accroissement des réserves se produit par suite d'activités de forage de délimitation et de mise en œuvre. Ces auteurs croient également qu'il faut analyser les additions aux réserves, pour un bassin aussi important que celui de l'Alberta, par horizon géologique et par zone (appelons cela une région) parce que les conditions ne sont pas homogènes d'une région à l'autre.

Les additions aux réserves dans une région donnée se produisent par suite d'activités de forage dans cette région, l'effort investi dans ces activités étant mesuré par le nombre de pieds effectivement forés dans l'horizon. Par conséquent, les puits forés ne comptent pas à moins qu'ils n'aient effectivement pénétré l'horizon géologique considéré. Si un puits traverse un horizon pour en atteindre un plus profond, le nombre de pieds forés dans le premier horizon est compté même si l'intention du forage peut ne pas avoir été d'explorer cet horizon[4].

Le rapport entre le taux des additions aux réserves par unité de temps (m³/année) et le taux d'activité de forage par unité de temps (pi/année) est appelé taux des additions aux réserves, ou taux des additions. Comme ce taux est la pierre angulaire du modèle, il paraît utile d'examiner plus en détail la façon dont il est spécifié. Pour ce faire, définissons les quantités suivantes :

$R_{ha}(t)$ = réserves cumulatives découvertes dans l'horizon géologique h et dans la zone a, au cours de l'année t;

$\dot{R}_{ha}(t)$ = taux des additions aux réserves par unité de temps dans l'horizon géologique h et dans la zone a, au cours de l'année t;

$D_{ha}(t)$ = forage cumulatif dans l'horizon h et dans la zone a, au cours de l'année t; et

$\dot{D}_{ha}(t)$ = taux de forage par unité de temps dans l'horizon h et dans la zone a, au cours de l'année t.

Le taux des additions aux réserves est défini par $\dot{R}_{ha}(t)/\dot{D}_{ha}(t)$. Il s'agit donc du rapport entre les additions aux réserves enregistrées dans l'année t et le total des activités de forage dans l'année t. Dans le modèle de KCNP, par exemple, ces taux sont calculés pour plusieurs années pour chacune des régions et leur

courbe est tracée en fonction du nombre cumulatif de pieds forés. Outre la différence dans la façon de définir l'effort et dans le niveau d'agrégation des deux modèles, le taux des additions aux réserves obtenu par KCNP est identique à ce que AMS ont appelé l'efficacité de l'exploration et dont la courbe est illustrée au graphique 2-5.

La relation entre le taux des additions aux réserves et le nombre cumulatif de pieds forés pourrait s'écrire de la façon suivante :

$$\dot{R}_{ha}(t)/\dot{D}_{ha}(t) = f[D_{ha}(t)]. \qquad (2.1)$$

Mais au lieu de poser comme hypothèse que $\dot{R}_{ha}(t)/\dot{D}_{ha}(t)$ est une fonction constante de $D_{ha}(t)$, comme dans le modèle de KCNP, ou une fonction exponentielle négative, comme dans le modèle d'AMS, nous pouvons reformuler l'équation 2.1 d'une façon plus générale; elle devient alors :

$$\dot{R}_{ha}(t) = g[\dot{D}_{ha}(t), D_{ha}(t)]. \qquad (2.2)$$

Cette relation est ce que les économistes appellent une fonction de production. Elle relie la production, c'est-à-dire le taux des additions aux réserves par unité de temps, $\dot{R}_{ha}(t)$, à un facteur de production, soit le taux d'activité de forage par unité de temps, $\dot{D}_{ha}(t)$, et à l'activité cumulative de forage, $D_{ha}(t)$, qui sert de mesure du degré auquel la région a été forée et constitue donc une approximation du potentiel restant de la région. Cette formulation a l'avantage de permettre l'association linéaire du taux de forage au taux des additions aux réserves, sans toutefois la nécessiter.

Dans le modèle de KCNP, les réserves de gaz naturel restantes dans un horizon et une zone donnés sont estimées en faisant le produit du taux de découverte (taux des additions aux réserves) et du nombre estimatif de pieds restant à forer. Trois quantités sont nécessaires pour calculer le nombre de pieds restant à forer : 1) le volume de sédiments (mi^3); 2) la densité de forage ultime (mi^3/mi forés); et 3) le nombre de pieds déjà forés au moment de faire le calcul. Le mot *ultime* dans l'expression « densité de forage ultime » est utilisé dans le contexte des conditions économiques du moment. Autrement dit, c'est la densité de forage estimative à laquelle il vaut la peine de forer compte tenu des conditions économiques existantes. Ce qui n'est pas aussi évident, c'est comment la densité de forage est en fait déterminée en fonction de ces conditions économiques. On peut prendre l'horizon de Mannville dans la zone 2 pour illustrer la confusion. Dans la partie économique de leur étude, KCNP ont conclu que les taux de découverte en 1978 et 1979 étaient insuffisants pour justifier le coût des programmes d'exploration et qu'en conséquence il fallait s'attendre à une baisse de l'activité de la zone 2. Or, si un ralentissement d'activité est à prévoir dans la zone 2 en raison de mauvaises perspectives économiques, pourquoi s'attendre à ce que la densité de forage ultime dans cette zone atteigne presque le double de sa valeur du moment ? On peut présumer que l'atteinte d'une telle valeur nécessiterait de meilleures conditions économiques.

Il est possible d'éliminer cette confusion en utilisant une méthode plus simple d'analyse économique des décisions de forage, une méthode qui introduirait explicitement les prix des produits et les coûts de production tout en conservant les caractéristiques de base du modèle. La fonction de production dont nous venons de parler définit une relation entre les additions aux réserves, le taux de forage et l'activité cumulative de forage. Si l'on peut évaluer la valeur des additions aux réserves et déterminer les coûts de forage, il est alors possible d'estimer le forage que les entreprises voudront faire. La valeur des réserves est déterminée par la valeur actualisée des flux de recettes après déduction des taxes, redevances, et ainsi de suite. Si p est le prix de ces réserves[5], alors $p\partial\dot{R}_{ha}(t)/\partial\dot{D}_{ha}(t)$ est la valeur des additions aux réserves attribuables à une augmentation de l'activité de forage. Les entreprises feront croître les réserves jusqu'à ce que la valeur des additions égale le coût de forage. En fait, le problème est plus compliqué que cela en ce sens qu'un forage fructueux aboutira à l'un des trois résultats suivants : 1) des réserves pétrolières seront découvertes; 2) des réserves de pétrole et des réserves de gaz naturel associé seront découvertes; ou bien 3) seules des réserves de gaz naturel non associé seront découvertes. Ces trois possibilités peuvent toutefois être ramenées à deux en supposant que lorsque du pétrole et du gaz naturel sont découverts en même temps dans une région, ils le sont dans un rapport fixe gaz/pétrole[6]. Cela nous permet de définir une unité composée des additions aux réserves de pétrole qui fait aussi intervenir du gaz naturel associé.

Les entreprises maximiseront leurs profits en forant dans une région donnée jusqu'à ce que la valeur du produit marginal de cette activité soit égale à son coût. Mais quelle est la valeur du produit marginal du forage dans une région où soit du pétrole (avec du gaz naturel associé), soit du gaz naturel non associé est découvert ? Lorsque les entreprises peuvent répartir leurs activités de forage entre plusieurs régions, elles sont en mesure d'égaliser les rendements marginaux parce qu'elles ont le choix entre des régions pétrolières et des régions gazières. Cela n'est toutefois pas aussi facile à réaliser dans une région donnée, en raison de la difficulté de

déterminer si le forage mènera à la découverte d'un gisement de pétrole ou de gaz. Dans ce cas, la valeur du produit marginal du forage correspondra tout simplement à la somme des valeurs des produits marginaux des réserves supplémentaires de pétrole et de gaz.

Pour exprimer ces notions sous forme d'équation, nous proposons un modèle simple de maximisation du profit. D'abord, supposons que dans une région donnée le ratio gaz/pétrole dans les gisements pétrolifères (10^3 m^3/m^3) est une constante k. Les indices inférieurs o et g sont ajoutés à la notation précédente pour indiquer les additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel non associé, respectivement. Les variables p_o et p_g sont les prix des réserves pétrolières et gazières et $c_{ha}(t)$ est le coût unitaire du forage dans l'horizon h et dans la zone a. Le profit réalisé à forer dans la région en question est donné par l'équation suivante :

$$\Pi(t) = (p_o + kp_g)\dot{R}_{oha}(t) + p_g\dot{R}_{gha}(t) - c_{ha}(t)\dot{D}_{ha}(t). \qquad (2.3a)$$

Quand les entreprises ne peuvent orienter leurs activités de forage vers la découverte de pétrole ou de gaz non associé, les profits sont maximisés lorsque la somme des produits marginaux des réserves supplémentaires de pétrole et de gaz est égale au coût unitaire du forage. Comme les additions aux réserves sont en relation inverse avec l'activité cumulative de forage, il est possible d'établir une fonction d'offre entre les réserves ultimes et leurs prix. Pour ce faire, il suffit de remarquer que le niveau de l'activité cumulative et les additions aux réserves qui en résultent, lesquelles sont à un niveau où la somme des valeurs des produits marginaux du forage de pétrole et de gaz égale le coût marginal du forage, dépendent du prix des réserves. Par conséquent, des prix des réserves différents produisent des volumes de réserves ultimes différents.

Dans le cas que nous venons de décrire, les entreprises ne peuvent choisir facilement la combinaison souhaitée de découvertes de pétrole et de gaz naturel non associé parce qu'il leur est difficile de savoir avec précision où sont les sites de pétrole et de gaz et, par conséquent, d'orienter leurs activités de forage. C'est ce qu'on appelle l'incapacité de discrimination. Il existe un autre cas diamétralement opposé où les entreprises peuvent orienter leurs activités de forage du fait qu'elles peuvent déceler à coup sûr les sites pétroliers et gaziers. Dans ce cas, c'est-à-dire lorsqu'il y a capacité de parfaite discrimination, la maximisation du profit consiste à choisir de forer pour du pétrole et pour du gaz dans une proportion telle que la valeur du produit marginal de chacune de ces deux catégories de forage égale le coût unitaire du forage. L'équation du profit est alors la suivante :

$$\Pi(t) = (p_o + kp_g)\dot{R}_{oha}(t) + p_g R_{gha}(t) - c_{ha}(t)[\dot{D}_{oha}(t) + \dot{D}_{oha}(t)], \qquad (2.3b)$$

où $\dot{D}_{oha}(t)$ et $\dot{D}_{gha}(t)$ sont les taux de forage pour le pétrole et pour le gaz naturel non associé dans l'horizon h et dans la zone a, et où :

$$\dot{R}_{oha}(t) = R_o[\dot{D}_{oha}(t), D_{oha}(t)],$$

$$\dot{R}_{gha}(t) = R_g[\dot{D}_{gha}(t), D_{gha}(t)].$$

Ces équations montrent que les additions aux réserves de pétrole sont fonction du forage pétrolier et que les additions aux réserves de gaz naturel dépendent du forage gazier plutôt que d'être dans chaque cas fonction de l'activité de forage globale comme cela l'est lorsqu'il y a incapacité de discrimination. Dans l'analyse des données présentée au chapitre 4, les deux cas sont examinés.

Le modèle économique d'évaluation du rendement que nous venons de décrire détermine une relation entre les additions aux réserves et l'activité de forage dans une région. Nous allons maintenant considérer les problèmes de la mesure de l'activité de forage dans une région. Dans leur étude de l'offre de gaz naturel dans le bassin de l'Alberta, KCNP ont pris comme mesure de l'effort annuellement déployé à forer dans une région le nombre de pieds effectivement forés dans cette région. On aurait pu également mesurer l'effort par le nombre de puits qui pénètrent effectivement la région au cours d'une année. Cette dernière mesure a toutefois l'inconvénient d'attribuer une importance égale aux puits qui pénètrent plusieurs horizons, sans égard à l'horizon visé. Autrement dit, si l'horizon visé est situé à une grande profondeur et qu'un puits l'atteint, mais que d'autres horizons sont pénétrés en cours de route, une unité d'effort est attribuée à chaque horizon. Cela constitue sans aucun doute une mauvaise mesure de l'activité intentionnelle de forage. Il se peut que ce puits compte pour quelque chose dans l'effort déployé dans les horizons moins profonds, mais à choisir entre compter une unité d'effort pour chacun de ces horizons et ne pas en compter du tout, mieux vaut ne pas en compter du tout. En d'autres mots, il est préférable de mesurer l'effort déployé dans une région par la quantité de forage effectuée dans le but précis de sonder les structures géologiques de cette région. Bien qu'on ne puisse recueillir directement de données sur le nombre de puits visant un horizon précis, on peut, en supposant qu'un puits qui traverse complètement un horizon donné ne vise pas cet horizon, estimer ce nombre à partir des données disponibles[7]. Les méthodes et les données utilisées pour faire de telles

estimations dans les diverses régions feront l'objet d'une discussion au chapitre 4.

Nous venons d'exposer la forme générale du modèle économique d'évaluation du rendement axé sur l'analyse des additions aux réserves au niveau désagrégé. À ce stade, il convient de considérer un modèle plus spécifique d'additions aux réserves qui peut servir à l'analyse des données. Il serait utile d'avoir un modèle suffisamment souple pour englober comme cas spéciaux le modèle d'AMS, modèle faisant intervenir l'efficacité de l'exploration, et le modèle de KCNP, modèle faisant intervenir le taux de découverte. À cette fin, nous proposons la fonction suivante pour expliquer le taux des additions aux réserves par unité de temps dans une région :

$$\dot{R}_{ha}(t) = A\,\dot{D}_{ha}(t)^{\alpha}\,exp[-\beta D_{ha}(t)] \qquad (2.4)$$

où A, α et β sont les paramètres à estimer. Si $\alpha = 1$, on est ramené au modèle d'AMS. Si $\alpha = 1$ et $\beta = 0$, le taux des additions aux réserves est alors indépendant de $D_{ha}(t)$ et on est ramené au modèle spécifié par KCNP[8].

Il serait peut-être instructif d'examiner les caractéristiques à court et à long termes du modèle. Si $\alpha < 1$, alors l'activité de forage en cours produit des rendements décroissants de sorte qu'il est possible de déterminer le niveau optimal auquel on peut, à ce moment là, forer. Si en plus $\beta > 0$, le niveau d'activité de forage devrait diminuer régulièrement avec le temps. D'autre part, si $\alpha = 1$ et $\beta > 0$, alors l'activité de forage en cours produit des rendements constants et le taux des additions aux réserves, $\dot{R}(t)/\dot{D}(t)$, diminue de façon exponentielle à mesure que l'activité cumulative de forage augmente. Dans ce cas, le niveau de l'activité de forage en cours et, par conséquent, le niveau des additions aux réserves du moment ne sont pas déterminants. Toutefois, tant que $\beta > 0$, la valeur du produit marginal du forage diminue en fonction de l'activité cumulative de forage et il sera économiquement rentable de continuer de forer tant que la valeur du produit marginal du forage excédera le coût unitaire de cette activité. Autrement dit, il existe un niveau d'activité cumulative de forage, donc aussi un niveau de réserves cumulatives découvertes, qui est économiquement viable. Plus le prix des réserves est élevé, plus l'activité cumulative de forage sera importante et plus le volume des réserves découvertes sera grand, de sorte que le volume des réserves ultimes est fonction du prix des réserves et, bien entendu, de tous les facteurs influant sur ce prix. La façon dont l'offre ultime réagit aux variations de prix permet de calculer l'élasticité-prix des réserves ultimes. Il est clair que cette fonction d'offre, qu'on pourrait appeler la fonction d'offre à « long terme », peut être établie indépendamment de la valeur de α tant que $\beta > 0$.

Dans le cas où $\alpha \geq 1$ et $\beta > 0$, ce qui équivaut à dire que le taux d'offre de réserves à court terme n'est pas déterminant, la question qui se pose est de savoir ce qui empêche de forer immédiatement tout ce qu'on peut dans toutes les zones productives possibles. En d'autres mots, quels facteurs limitent le niveau d'activité de forage du moment quand il n'y a pas de rendements décroissants ? Il y a plusieurs explications possibles. Il se peut, par exemple, qu'au lieu d'être constants comme nous l'avons supposé, les coûts unitaires du forage augmentent en fait avec le niveau d'activité de forage, particulièrement à des niveaux élevés d'activité. Ou encore, il se peut que si la valeur du moment du produit marginal du forage excède son coût économique, les entreprises reçoivent des rentes qui sont au moins en partie transférées entre les mains des propriétaires des ressources sous forme de paiements pour l'acquisition des terres. Comme l'acquisition de terres représente un coût du point de vue de l'entreprise, ces coûts pourraient agir de manière à limiter l'activité de forage en cours. Éventuellement, à mesure que la valeur du produit marginal du forage diminuera avec l'augmentation de l'activité cumulative de forage, ces rentes diminueront également comme, par conséquent, les paiements à effectuer pour l'acquisition des terres. Mais tant que ces paiements absorberont la plus grande partie des rentes, les coûts, du point de vue des entreprises, égaleront presque la valeur du produit ajouté. Quel que soit le prix des réserves, l'activité cumulative de forage et l'offre de réserves atteignent leur limite lorsque la valeur du produit marginal du forage est égale à son coût marginal, de sorte que ces rentes sont éliminées et qu'il n'est plus rentable d'acheter de nouvelles terres.

Dans le modèle que nous venons d'examiner, les niveaux de l'activité de forage en cours et de l'activité cumulative expliquent le volume des additions aux réserves. On sait bien entendu que l'activité de forage n'est pas le seul facteur de production qui entre dans le processus de découverte de nouvelles réserves pétrolières et gazières. Au nombre des autres facteurs de production, on peut noter l'activité géophysique qui a une grande importance pour le repérage et le choix des zones productives possibles. Il est toutefois très difficile d'expliquer le processus des additions aux réserves en tenant compte de cette activité, notamment parce que sa mesure pose des problèmes. La façon la plus courante de mesurer l'activité géophysique est de multiplier le nombre d'équipes de géophysiciens par le nombre de jours ou de mois pendant lesquels ces équipes sont actives dans une année. On désigne cette notion par l'expression jours-équipe ou mois-équipe d'activité géophysique.

La première difficulté d'une telle mesure réside dans le fait que l'évolution technologique rend dénuée de sens la comparaison d'un jour-équipe d'activité d'aujourd'hui avec un jour-équipe d'il y a 10 ans. Le même problème se poserait s'il fallait mesurer l'activité de forage par le nombre de jours passés à forer parce qu'il est certain que le progrès technologique a fait augmenter la vitesse des travaux de façon très marquée.

Un autre problème que soulève l'utilisation des données disponibles sur l'activité géophysique est qu'il est difficile d'établir une relation entre cette activité et les additions aux réserves. Les travaux géophysiques aboutissent normalement à des travaux de forage et par conséquent à des additions aux réserves, mais ils possèdent aussi la caractéristique de fournir des renseignements destinés à être utilisés pendant longtemps, d'où la difficulté de mesurer leur incidence directe sur les additions aux réserves.

C'est pour ces raisons d'ordre pratique que l'activité géophysique n'est pas incluse dans les facteurs servant à expliquer le processus des additions aux réserves. Même si cette exclusion a un effet sur le calcul de la limite économique imposée aux additions aux réserves, elle n'affecte pas réellement les résultats obtenus, parce que l'activité géophysique représente une très faible proportion des dépenses totales engagées dans la recherche de nouvelles réserves pétrolières et gazières.

Méthodes d'analyse des données agrégées

Une autre démarche possible pour analyser l'offre de pétrole et de gaz naturel dans un bassin consiste à examiner directement les données agrégées pour le bassin dans son ensemble, plutôt que d'examiner les données pour certaines régions et de les agréger ensuite. Nous allons présenter ici deux modèles d'analyse directe de données agrégées. Le premier est semblable à celui qui a été utilisé pour faire l'analyse désagrégée en ce sens qu'il est axé sur des additions aux réserves résultant de toutes les catégories de forage. Dans le second modèle, une distinction est faite entre les nouvelles découvertes et leur accroissement ultérieur. Ce modèle pourrait également s'appliquer à l'analyse des données désagrégées.

Le premier modèle

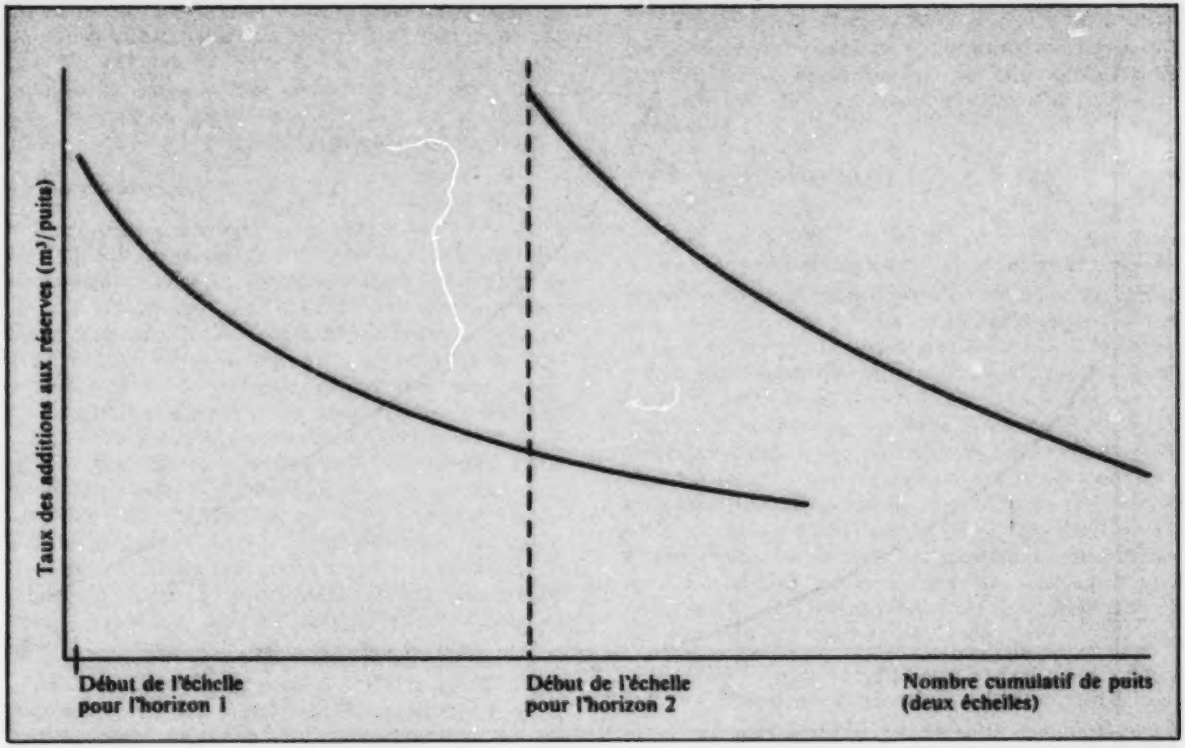
Comme nous l'avons fait remarquer plus tôt, lorsqu'il est question d'analyser l'offre de pétrole et de gaz naturel par région, deux difficultés importantes surgissent relativement à la mesure de l'activité de forage. La première, c'est la difficulté théorique de déterminer quel poids attribuer aux puits qui ne visent pas un horizon donné et la seconde, c'est de déterminer les puits qui visent cet horizon. Un des avantages d'analyser l'offre de pétrole et de gaz au niveau agrégé réside dans le fait que les difficultés liées à la mesure de l'activité de forage sont considérablement réduites. Dans le cas de l'analyse agrégée, le nombre total de puits forés est une assez bonne mesure de l'activité de forage dans l'ensemble des régions. Il s'agit toutefois d'une solution de compromis, puisque l'avantage acquis en ce qui a trait à la mesure de l'activité est compensé par l'inconvénient de l'agrégation des additions aux réserves au niveau de l'ensemble des régions. C'est la constatation de cet inconvénient qui a poussé les auteurs à analyser les données au niveau désagrégé, d'autant plus que de l'avis de certains, nos modèles d'offre ne peuvent sans doute pas donner de très bons résultats quand les additions aux réserves au cours d'une période quelconque peuvent provenir de plusieurs régions en même temps. Cette assertion sera maintenant examinée plus en détail.

Prenons un exemple simple. Considérons deux horizons producteurs découverts à des moments différents. Supposons également que le taux des additions aux réserves (additions aux réserves/puits visant un horizon donné) diminue de façon exponentielle en fonction du nombre cumulatif de puits. Avec de telles données, il est possible d'estimer séparément pour chaque horizon les paramètres d'un modèle faisant intervenir une fonction exponentielle décroissante et d'utiliser ces estimations pour faire des projections du taux des additions aux réserves dans chaque horizon. C'est, bien entendu, le cas idéal puisqu'on suppose dans cet exemple que les données sur le nombre de puits visant chacun des horizons peuvent être obtenues alors que dans la réalité, seule une grossière estimation est possible.

Le graphique 2-6 illustre cet exemple. L'axe horizontal contient deux échelles, une pour le nombre cumulatif de puits dans la région 1, une autre pour le nombre cumulatif de puits dans la région 2. Dans le cas où les paramètres auraient été estimés séparément pour chaque horizon, chacune des courbes serait ajustée exactement aux données. Agrégeons maintenant les données relatives aux deux horizons, comme c'est le cas au graphique 2-7. Si on voulait ajuster une seule courbe aux données comme on le fait dans ce graphique, on n'obtiendrait manifestement pas un très bon ajustement. La courbe surestimerait le taux des additions au cours de la première période (avant la découverte de la région 2) et le sous-estimerait par la suite. On peut toutefois surmonter cette difficulté et quand même utiliser les données agrégées sur le forage en introduisant une variable auxiliaire qui prend la valeur 1 au moment où la région 2 est découverte. En incluant une variable auxiliaire qui prend en compte les variations à la fois de la constante et de la pente, on pourrait s'attendre à ce que le modèle agrégé fonctionne assez bien, surtout si l'on considère qu'il est

Graphique 2-6

Additions aux réserves en fonction du nombre cumulatif de puits dans deux horizons



beaucoup plus facile de mesurer l'activité totale de forage que l'activité de forage visant un horizon précis. Si, toutefois, selon les données qu'on possède alors, il y a plusieurs sites d'exploration où le taux des additions aux réserves réagit différemment à des augmentations de l'activité cumulative de forage de sites spécifiques, l'analyse des données agrégées qui inclut des variables auxiliaires pourrait alors donner de moins bons résultats. L'analyse présentée aux chapitres 4 et 5 donnera des renseignements supplémentaires permettant de choisir entre l'analyse agrégée et désagrégée.

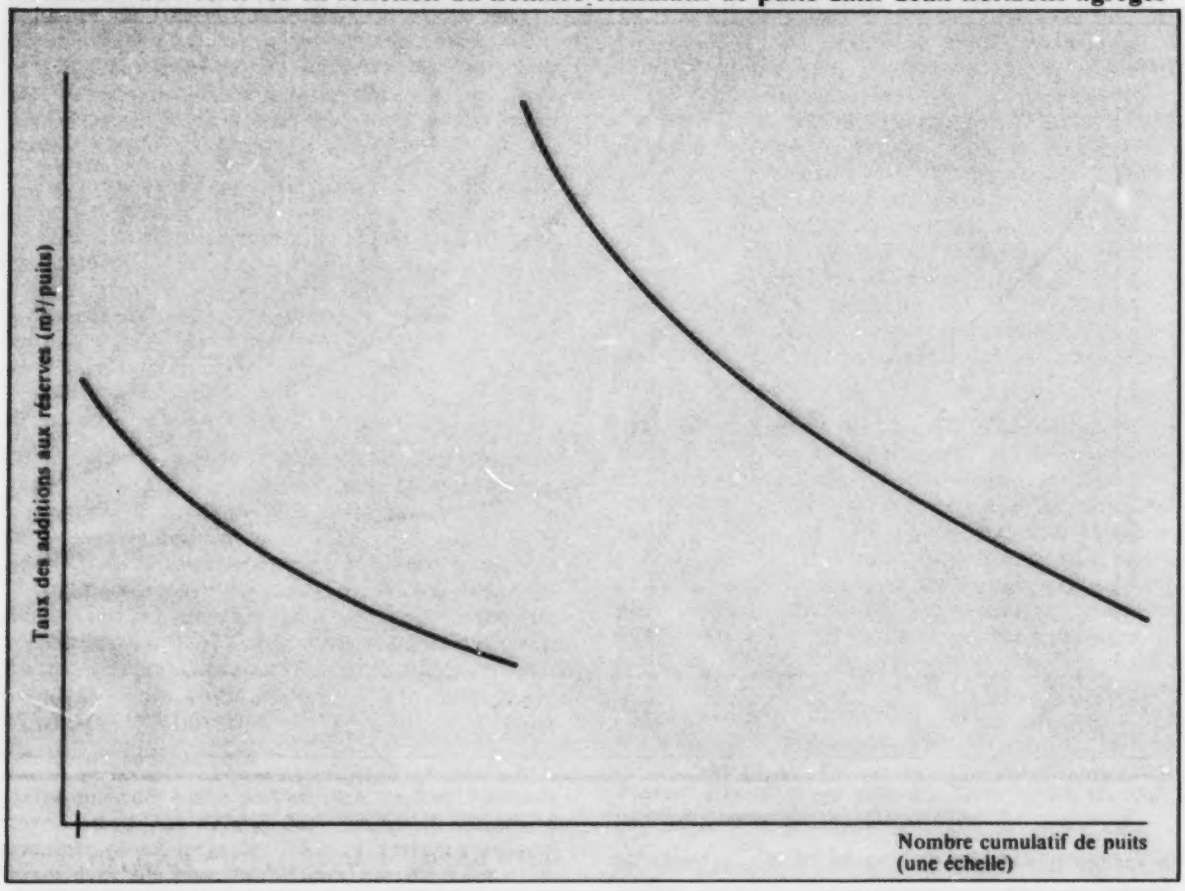
Pour mettre en équation ces notions et distinguer plus clairement entre les modèles d'additions aux réserves procédant par analyse désagrégée et ceux qui procèdent par analyse agrégée, supposons que chacune des entreprises veut maximiser ses profits globaux associés à l'ensemble de ses programmes de forage dans l'ensemble des régions. Ces profits sont donnés par l'équation suivante :

$$\Pi(t) = \sum_{ha}\sum [\,(p_o + kp_g)\dot{R}_{oha}(t) + p_g\dot{R}_{gha}(t) - c_{ha}(t)\dot{D}_{ha}(t)\,]. \qquad (2.5)$$

Outre la variation dans le temps, la fonction de profit représentée par l'équation 2.5 suppose deux autres types de variation : 1) une variation du coût des puits et 2) une variation des relations entre les additions aux réserves de pétrole et les additions aux réserves de gaz naturel. Comme nous l'avons déjà dit, selon les hypothèses faites au sujet de la capacité de discrimination, les entreprises maximisent leurs profits en fixant leur activité de forage dans chaque région à un niveau tel que la somme des valeurs du produit marginal du forage pour du pétrole et du produit marginal du forage pour du gaz naturel non associé égale le coût unitaire du forage, ou bien que la valeur du produit marginal du forage pour du pétrole égale la valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel, et égale le coût unitaire de forage. Dans le premier cas, on suppose que les entreprises ne peuvent pas répartir leur activité de forage entre les zones susceptibles de

Graphique 2-7

Additions aux réserves en fonction du nombre cumulatif de puits dans deux horizons agrégés



produire du pétrole et celles qui pourraient produire du gaz naturel, tandis que dans le deuxième cas, on suppose qu'elles peuvent le faire.

Dans ce modèle d'analyse agrégée, le bassin de l'Alberta est considéré comme une seule grande région, de sorte qu'il ne reste plus dans le modèle que des variations en fonction du temps. Si les coûts unitaires de forage sont supposés constants à $\bar{c}$ pour toutes les régions, l'équation des profits globaux est alors la suivante :

$$\Pi_A(t) = (p_o + kp_g)\dot{R}_{oA}(t) + p_g\dot{R}_{gA}(t) - \bar{c}\dot{D}_A(t), \qquad (2.6)$$

où

$$\dot{R}_{oA} = \sum_{ha}\sum \dot{R}_{oha}, \dot{R}_{gA} = \sum_{ha}\sum \dot{R}_{gha} \text{ et } \dot{D}_A = \sum_{ha}\sum \dot{D}_{ha}.$$

Si l'on suppose aussi que les additions globales aux réserves sont fonction de l'activité totale de forage de la façon suivante :

$$\dot{R}_{ja}(t) = R_j[\dot{D}_A(t), D_A(t)] \quad j = o,g, \qquad (2.7)$$

chacune des entreprises maximise alors ses profits globaux en choisissant un niveau d'activité totale de forage pour lequel la somme des valeurs du produit marginal du forage pour du pétrole et du produit marginal du forage pour du gaz naturel égale le coût unitaire moyen du forage. Cette condition suppose que le forage est effectué sans capacité de discrimination. Comme il y a toutefois des régions pétrolifères et des régions gazières, il convient sans doute mieux dans ce cas de supposer que le forage est effectué avec capacité de discrimination et que les entreprises peuvent

répartir leurs activités de forage, de sorte que les profits sont maximisés à un niveau d'activité de forage tel que la valeur du produit marginal du forage pour du pétrole égale le coût unitaire du forage pour du pétrole et que la valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel égale le coût unitaire du forage pour du gaz naturel. Bien entendu, l'application de ce modèle suppose qu'on mesure l'activité de forage séparément pour le pétrole et le gaz naturel.

Le deuxième modèle

L'approche précédente pour modéliser le processus de l'offre des réserves part du principe qu'il n'est pas nécessaire de faire la distinction entre les différentes sources d'additions aux réserves; on combine donc toutes les catégories de forage. Même si cette approche a l'avantage d'être simple, elle suppose qu'un seul processus global de l'offre des réserves peut représenter d'une manière adéquate les deux processus distincts correspondant aux nouvelles découvertes et à l'accroissement des réserves; aussi a-t-elle des conséquences importantes pour la détermination de l'élasticité à long terme de l'offre. Toutefois, si ces deux sources d'additions aux réserves réagissent différemment aux variations des conditions tant économiques que physiques, le modèle d'analyse des données agrégées peut alors devenir inopérant; il serait alors préférable d'avoir un modèle distinct pour chacune des deux sources.

Dans un modèle proposé par Uhler (1982*a*), les processus de découverte et d'accroissement sont modélisés séparément et les deux modèles sont ensuite intégrés dans un seul pour déterminer l'incidence des variations de prix sur les additions globales aux réserves. Il serait bon d'examiner ce modèle plus en détail étant donné qu'il sera utilisé pour donner une des estimations de l'offre potentielle de pétrole et de gaz naturel qui figurent dans la présente étude. De plus, il importe de comprendre le lien entre ce modèle et ceux que nous avons déjà examinés pour que nous puissions évaluer de façon adéquate les estimations de l'offre.

L'objectif visé par ce modèle dans un premier temps est de déterminer comment les découvertes initiales de réserves réagissent aux variations de prix des réserves, c'est-à-dire de définir une fonction d'offre des découvertes initiales. À cette fin, on peut avoir recours à un modèle semblable à celui dont nous venons de parler pour le cas des additions globales aux réserves en substituant simplement les découvertes initiales aux additions aux réserves et le forage d'exploration au forage total. Nous avons décidé d'utiliser un autre modèle, qui permet d'estimer directement l'incidence des prix sur les découvertes initiales. Même si l'approche directe est à bien des égards beaucoup plus facile à appliquer, elle fait au sujet du comportement des entreprises certaines hypothèses plutôt restrictives, dont une selon laquelle les entreprises s'adaptent rapidement aux variations enregistrées dans les conditions économiques, cette adaptation transparaissant dans les données.

Pour commencer, nous allons exprimer la fonction des découvertes totales sous une forme plus générale que dans le cas de la fonction des additions globales aux réserves. Elle est représentée par l'expression suivante :

$$Z[y_o(t), y_g(t), \dot{x}(t), x(t)], \tag{2.8}$$

où $y_o(t)$ et $y_g(t)$ sont les découvertes totales des réserves *initiales* déclarées de pétrole et de gaz naturel respectivement au cours de l'année t et où $\dot{x}(t)$ et $x(t)$ sont respectivement le taux de forage d'exploration et le taux de forage d'exploration cumulatif. L'équation 2.8 est une fonction générale qui associe les découvertes de pétrole (incluant les découvertes de gaz naturel associé) et les découvertes de gaz naturel non associé au forage d'exploration en cours et au forage d'exploration cumulatif. On suppose dans cette fonction que les entreprises peuvent répartir leurs activités de forage entre les régions pétrolifères et les régions gazières. En d'autres mots, on suppose une capacité de discrimination, c'est-à-dire qu'on permet que les entreprises puissent choisir l'horizon selon qu'elles cherchent du pétrole ou du gaz naturel non associé.

S'il était possible de spécifier pour l'équation 2.8 une fonction à plusieurs produits qui soit appropriée, nous pourrions alors procéder comme précédemment, c'est-à-dire rendre la valeur du produit marginal du forage égale au coût unitaire du forage et utiliser ce calcul pour déterminer la courbe d'offre des découvertes initiales. Mais il s'agit d'une fonction à plusieurs produits et cela rend l'approche trop difficile à appliquer.

Une autre façon de procéder consiste à supposer que les entreprises maximisent leurs profits, en tenant compte de l'équation 2.8, de sorte que la fonction des profits maximisés est représentée par l'expression suivante :

$$\Pi^*[p_o(t), p_g(t), c(t), x(t)], \tag{2.9}$$

où $c(t)$ est le coût unitaire du forage d'exploration. Cette fonction est obtenue en procédant à une maximisation en fonction des produits et des facteurs de production, ce qui donne une fonction des profits maximisés qui dépend uniquement des prix et de l'activité cumulative. Les dérivés de $\Pi^*(\ .\ .\ )$ par rapport aux prix produisent les équations d'offre de produits et de demande de facteurs de production que nous cherchons. Toutefois, pour obtenir des résultats quantitatifs, il faut spécifier une équation pour la fonction des profits maximisés ou spécifier les équations d'offre elles-mêmes. Une façon courante de

procéder, et que nous utiliserons ici, consiste à spécifier une équation appropriée pour la fonction des profits maximisés puis à déduire les équations d'offre qui sont ensuite estimées directement à l'aide des données disponibles sur les prix et les produits. Nous choisirons une forme fonctionnelle quadratique pour représenter la fonction des profits maximisés qui produit des équations d'offre linéaires en fonction des prix.

Jusqu'à présent, le modèle s'est appliqué seulement à l'offre de réserves constituée des nouvelles découvertes résultant du forage d'exploration. Mais, comme nous l'avons vu plus haut, une fois qu'un réservoir est découvert, il s'effectue souvent par la suite un forage de délimitation et, si le réservoir s'avère commercialement viable, il est exploité. Le forage de délimitation et de production entraîne des additions aux réserves selon un processus dit d'accroissement des réserves. Une fois qu'un réservoir est découvert, la décision de procéder à un forage de délimitation et de production est manifestement influencée par les conditions économiques. Si la demande de produits est forte et si les prix des facteurs de production sont tels qu'il est rentable de produire, les additions aux réserves attribuables au processus d'accroissement augmenteront à un rythme plus accentué que ce ne serait le cas autrement.

Il est assez facile de décrire le processus d'accroissement des réserves et l'incidence attendue des conditions économiques, mais ce qu'il faut, c'est un modèle qui permette d'estimer quantitativement l'incidence des changements enregistrés au niveau des conditions économiques. Uhler (1982) décrit un tel modèle. Voici en quoi consiste son approche.

Soit $y_{t\tau}$ les réserves qui, à la période τ, correspondent aux réserves découvertes au cours de la période t. Soit également y_t les réserves déclarées comme ayant été découvertes au cours de la période t et soit $A(\tau-t, p_\tau)$ une fonction d'accroissement des réserves. Par conséquent,

$$y_{t\tau} = y_t A(\tau-t, p_\tau), \tag{2.10}$$

et les découvertes cumulatives auxquelles des accroissements sont ajoutés de la période τ sont données par :

$$R_\tau = \sum_{t=1}^{\tau} y_{t\tau}. \tag{2.11}$$

Suivant ce que nous venons de dire, y_t désigne les découvertes de la période t auxquelles aucun accroissement n'est ajouté et $A(\tau-t, p_\tau)$ est la fonction qui accroît ces découvertes dans le temps et qui dépend du prix en vigueur dans la période τ, p_τ. L'équation 2.11 indique seulement que les découvertes cumulatives se composent de la somme des accroissements des réserves initiales de chaque période.

L'effet d'une augmentation du prix des réserves au temps τ sur les découvertes cumulatives est donné par l'équation suivante :

$$\partial R_\tau / \partial p_\tau = \sum_{t=1}^{\tau} y_t \partial A / \partial p_\tau + A \partial y_\tau / \partial p_\tau \ . \tag{2.12}$$

Le premier terme en τ du membre de droite de l'équation mesure l'augmentation des réserves de chaque période attribuable à l'augmentation des accroissements des réserves due à la hausse du prix des réserves et le second terme mesure l'effet de la hausse du prix des réserves sur les découvertes à la période τ.

Il est clair qu'il existe d'autres façons de mettre en modèle le processus d'accroissement. Au lieu de rendre l'accroissement fonction du temps, on pourrait le lier aux catégories de forage qui entraînent des additions aux réserves grâce au processus d'accroissement. Il y a plusieurs façons de procéder dans ce cas. L'une serait d'isoler l'activité de forage de mise en valeur correspondant à chaque période et de rendre l'accroissement fonction du niveau de l'activité de forage de mise en valeur. On pourrait intégrer les effets économiques de la façon habituelle en ayant une fonction d'accroissement qui indique des rendements marginaux décroissants en fonction de l'activité de forage cumulative de mise en valeur, de telle sorte que pour tout ensemble donné de conditions économiques, le forage de mise en valeur effectué au cours de chacune des périodes atteindrait un maximum économique. Les variations enregistrées au niveau des conditions économiques modifieraient le niveau ultime du forage de mise en valeur et, par conséquent, le niveau ultime des additions aux réserves provenant de cette source. En d'autres mots, le niveau du forage de mise en valeur de chaque période où des découvertes sont faites augmenterait jusqu'au point où la valeur du produit marginal du forage de mise en valeur additionnel serait égale au coût du forage de mise en valeur additionnel. Le fait de tenir une comptabilité de chaque nouvelle découverte et de son accroissement subséquent attribuable au forage de mise en valeur a l'avantage de donner un modèle semblable au modèle précédemment considéré qui utilisait la fonction d'accroissement donnée par l'équation 2.10 et donc de donner un modèle qui a tous les avantages de cette formulation.

Une autre façon d'incorporer explicitement le forage de mise en valeur dans le processus d'accroissement consiste à établir une relation entre le forage de mise en valeur d'une année donnée et les accroissements enregistrés au cours de toutes les périodes antérieures de découvertes au lieu d'essayer de tenir une comptabilité des accroissements aux réserves qui correspondent à chacune des périodes antérieures. Selon cette formulation, les additions aux réserves attribuables aux nouvelles découvertes et aux accroissements des

réserves continueraient de provenir de deux processus distincts expliqués respectivement par le forage d'exploration et le forage de mise en valeur. Toutefois, il n'est intéressant de maintenir cette distinction que si ces processus d'offre ont des élasticités qui diffèrent sensiblement l'une de l'autre en fonction des intrants matériels ou si le choix des intrants varie diversement en fonction des changements dans les conditions économiques. Si ces différences sont insignifiantes, nous proposons alors un modèle qui combine les catégories de forage pour expliquer le total des additions aux réserves. Il est donc clair que l'importance de la distinction entre les découvertes initiales et les accroissements des réserves dépend surtout de la façon dont on prévoit que chacune des deux sources d'additions aux réserves réagira aux catégories de forage et de la façon dont on prévoit que l'activité de forage réagira aux conditions économiques.

3 Le prix des réserves de pétrole et de gaz naturel

Dans le chapitre 2, le prix des réserves de pétrole et de gaz naturel a été utilisé plusieurs fois pour évaluer le produit des activités de forage. Dans le présent chapitre, le concept de prix des réserves est élaboré plus en détail et mis en relation avec des prix plus usuels comme le prix à la tête de puits et les rentrées nettes des producteurs. Une série chronologique de ces prix est estimée pour servir ensuite à l'analyse de l'offre de pétrole et de gaz naturel.

Pour bien faire comprendre le concept de prix des réserves, prenons un exemple simple dans lequel la production provient d'un seul gisement[1]. Supposons que le prix à la tête de puits, $p(t)$, et les coûts unitaires d'exploitation, $c(t)$, peuvent être prévus pour toutes les années de la durée de vie productive, T, du gisement, et soit $q(t)$ le taux de production. Considérons un régime fiscal simplifié qui comprend une redevance à un taux R_y et un impôt sur le revenu à un taux effectif τ_1. Définissons d'abord les rentrées nettes des producteurs comme le prix à la tête de puits moins les coûts d'exploitation et les redevances[2]. Dans cet exemple, les rentrées nettes seront données par l'équation suivante :

$$Pn(t) = p(t)[1 - R_y] - c(t). \tag{3.1}$$

Définissons maintenant le prix des réserves, et l'on verra que dans certaines conditions il s'agit tout simplement des rentrées nettes des producteurs multipliées par un facteur d'actualisation. Quand une entreprise acquiert des réserves en terre en les achetant ou par son propre programme d'exploration, elle acquiert un élément d'actif qui produit des revenus pendant une certaine période. Dans l'exemple, cette période a une durée T. Le profit par unité de production que l'entreprise tire de l'acquisition, au-delà d'un taux normal de rendement, est représenté par l'équation suivante :

$$W/Q = \int_0^T \left\{p(t)[1 - R_y] - c(t)\right\}\left\{1 - \tau_1\right\} q(t)e^{-rt}dt/Q - p(1 - \tau_1). \tag{3.2}$$

Le premier terme du membre de droite de cette équation est la valeur actualisée de la production moins les redevances et les impôts sur le revenu, divisée par Q, la somme de toutes les unités produites. En supposant que le prix d'acquisition des réserves est déductible du revenu imposable, le second terme du membre de droite représente le prix des réserves déduction faite de l'impôt sur le revenu, soit p_s. Il ressort nettement de cette expression que si la concurrence élimine les profits économiques, le taux d'impôt sur le revenu n'aura pas d'effet sur le prix des réserves, mais que si un profit économique est réalisé, une augmentation du taux d'imposition fera alors baisser ce prix[3]. Nous reparlerons de cela un peu plus loin, mais nous pouvons tout de suite faire remarquer que l'effet, sur le prix des réserves, des anticipations de l'industrie quant aux mouvements des prix ressort clairement de l'équation 3.2. Il est à noter que le prix à la tête de puits, $p(t)$, est fonction du temps, de sorte que si l'on s'attend à ce que ce prix augmente, le prix des réserves en vigueur à ce moment-là sera plus élevé que si aucune hausse de $p(t)$ n'était anticipée.

Si, en fait, les profits sont éliminés, de sorte que le prix de l'acquisition de réserves égale la valeur actualisée du rendement net, et si l'on suppose que le prix à la tête de puits, les coûts d'exploitation et le taux de production demeurent constants dans le temps, on obtient alors l'équation suivante :

$$p_s = p_n D_f; \quad D_f = (1 - e^{-rT})/rT, \tag{3.3}$$

de sorte que si r est également fixe, le prix des réserves sera proportionnel aux rentrées nettes des producteurs. Il faut souligner que cela n'est vrai que dans les conditions que nous venons de voir, dont l'existence du régime fiscal simplifié de l'exemple.

Dans cet exemple, les coûts en capital n'ont pas été inclus. S'ils l'avaient été, sous l'hypothèse que les dépenses en capital ne sont pas immédiatement déductibles du revenu imposable, le prix des réserves n'aurait pas été proportionnel aux rentrées nettes. Si les coûts en capital avaient été introduits explicitement dans l'exemple, un autre prix des réserves aurait été obtenu. Ce prix est appelé prix des réserves non aménagées et le prix calculé dans l'exemple est appelé prix des réserves aménagées. Il serait instructif de donner plus de détails concernant ces deux prix pour voir comment ils se rattachent aux deux méthodes d'analyse de l'offre de pétrole et de gaz utilisées dans la présente étude.

Quand les coûts en capital ne sont pas déduits, comme c'est le cas dans notre exemple, l'hypothèse implicite est que les réserves sont déjà aménagées et prêtes à être exploitées. Les seuls coûts sont les coûts d'exploitation. Par conséquent, le prix de ces réserves

est le prix des réserves aménagées. Il est facile de voir comment des réserves aménagées peuvent être achetées, mais il est plus difficile de voir comment elles peuvent être acquises par des activités de forage; comment des activités de forage peuvent-elles mener à la découverte de réserves aménagées ? Un des modèles d'offre utilisés dans la présente étude ne fait pas de distinction entre les activités de forage d'exploration et les activités de forage de mise en valeur dans le processus d'acquisition des réserves. Selon cette manière d'envisager les additions aux réserves, la capacité de production est mise en place au moyen des deux catégories de forage. C'est comme si des réserves aménagées étaient ajoutées; le prix des réserves aménagées est donc le prix décisif dans ce cas-là. Si, au contraire, on utilise un modèle qui distingue clairement le forage d'exploration du forage d'exploitation, il faut un prix qui est appelé prix des réserves non aménagées. C'est ce prix qui sert d'incitatif à l'entreprise cherchant à découvrir des réserves non aménagées.

Prix anticipés par l'industrie

Il ressort clairement de l'exposé précédent et notamment de l'équation 3.2 que les prix des réserves dépendent de l'évolution dans le temps des prix à la tête de puits et des coûts d'exploitation. On pourrait maintenant se demander s'il n'existe pas des raisons pour lesquelles l'industrie peut prévoir que ces quantités ne demeureront pas nécessairement constantes. Pour tenter de répondre à cette question, nous allons examiner l'évolution des prix à la tête de puits au Canada.

Pendant les années 50 et 60, le prix à la tête de puits du pétrole brut est demeuré assez stable. Les prix du pétrole ont même été protégés pendant les années 60 par la Politique nationale du pétrole à une époque où les prix mondiaux fléchissaient. Les prix du gaz naturel ont augmenté au cours des années 60 après avoir connu des niveaux très bas pendant les années 50, mais leur croissance s'est certainement stabilisée vers 1965 et est restée assez constante de 1965 à 1974. Somme toute, il serait très difficile de soutenir que l'industrie aurait pu s'attendre à des variations notables des prix nominaux avant 1973 si l'on admet que ses prévisions dépendent, dans une certaine mesure, du passé récent.

Toutefois, en 1973, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) a commencé à exercer son pouvoir en matière de fixation des prix et les prix mondiaux du pétrole ont considérablement augmenté par coups depuis cette année-là. Malgré que la politique du gouvernement canadien ait été de garder les prix intérieurs du pétrole en deçà des prix mondiaux, les prix à la tête de puits au Canada ont commencé à augmenter rapidement en 1973. Les prix du gaz naturel ont amorcé un mouvement marqué à la hausse l'année suivante. De plus, chaque année à compter de 1973, l'industrie a probablement anticipé une hausse des prix intérieurs futurs étant donné les pressions qui se faisaient de plus en plus fortes pour que ces prix augmentent de manière à rejoindre les prix mondiaux. Le fait que les prix intérieurs restaient inférieurs aux prix mondiaux à cause des décisions gouvernementales a sans doute rendu ces anticipations encore plus fortes. Par conséquent, il serait déraisonnable de supposer qu'au Canada on prévoyait pour le pétrole ou le gaz naturel des prix nominaux constants à la tête de puits pendant la plus grande partie des années 70.

En résumé, l'analyse de l'évolution des prix au Canada montre que des anticipations de prix statiques sont appropriées jusqu'en 1973, après quoi des prévisions à la hausse des prix du pétrole et du gaz naturel sont de mise dans le calcul du prix des réserves, au moins jusqu'en 1981. Après cette date, les effets de la récession mondiale et les surplus de pétrole et de gaz nécessitent une nouvelle révision des anticipations de prix. À l'heure actuelle, on estime que les prix n'augmenteront pas en valeur nominale, au moins à moyen terme.

Le prix des réserves de pétrole brut

Pour estimer le prix des réserves de pétrole brut à partir des données disponibles, nous utilisons les concepts de base définis dans l'exemple cité plus haut, où l'existence d'un seul gisement est supposée. Les valeurs utilisées pour les variables de base comme les prix à la tête de puits, les coûts d'exploitation et les coûts en capital sont des valeurs moyennes pour l'industrie, de sorte que les prix des réserves et les rentrées nettes des producteurs sont aussi des valeurs moyennes pour l'industrie[4]. Cependant, à part cette utilisation de moyennes, la principale différence entre les calculs faits dans l'exemple et ceux qui seront présentés et discutés dans la présente partie de l'étude réside dans la complexité du régime fiscal. Non seulement faut-il tenir compte des redevances et de l'impôt sur le revenu, mais aussi des déductions pour épuisement, des « remises sur les ressources », des dégrèvements d'impôt, des crédits d'impôt, et ainsi de suite. On trouvera ci-après une définition des divers éléments constitutifs des coûts et une indication de la façon dont ils ont été traités par le régime fiscal avant le 6 mai 1974, ainsi qu'une description des divers changements qui ont eu lieu et qui influent sur les prix des réserves et sur les rentrées nettes des producteurs.

Coûts d'exploitation des puits par baril de pétrole — Ils sont obtenus en multipliant les coûts totaux d'exploitation des puits pour le pétrole et le gaz naturel réunis par le rapport entre le nombre de puits de pétrole en exploitation et le nombre total de puits en exploitation. Ces coûts sont entièrement déductibles dans la période où ils ont été occasionnés.

Coûts du forage de mise en valeur et autres coûts de mise en valeur par baril de pétrole — Ils sont fondés sur des estimations des coûts par puits divisés par la production par puits en exploitation. Ils sont entièrement déductibles dans la période où ils ont été occasionnés.

Coûts de l'équipement sur le terrain par baril de pétrole — Dans le calcul du prix des réserves non aménagées, ces coûts sont immédiatement imputés à leur pleine valeur, mais comme l'équipement sur le terrain est amortissable aux fins de l'impôt, il y a de l'impôt épargné au cours des périodes suivantes, ce qui entraîne une diminution de la valeur actualisée du coût de ces éléments d'actif. Comme la méthode d'amortissement appliquée à ces éléments d'actif est la méthode de l'amortissement dégressif à taux constant, chaque dollar de dépense en capital aura une valeur actualisée après impôt de $1 - a_1\tau_1/(a_1+r)$ où a_1 est le taux d'amortissement, τ_1 le taux d'imposition effectif et r, le taux d'intérêt.

Coûts de location des terrains et taxes provinciales (excluant l'impôt sur le revenu) par baril de pétrole — Ces coûts sont entièrement déductibles dans la période où ils ont été occasionnés.

Redevances pétrolières et gazières — Les redevances sont entièrement déductibles dans la période au cours de laquelle elles sont dues.

Après le 6 mai 1974, les coûts de location des terrains, les taxes provinciales et les redevances n'ont plus été déductibles, mais le gouvernement fédéral a ramené le taux d'imposition sur le revenu à 25 %, ce qui fait que le taux d'imposition sur le revenu applicable à l'industrie pétrolière en Alberta était de 36 %. Le gouvernement albertain a adopté deux mesures fiscales pour venir en aide à l'industrie. La première a été l'introduction d'un dégrèvement au titre des redevances correspondant à 11 % du total des coûts de location, des taxes provinciales et des redevances et la seconde a été l'introduction d'un crédit d'impôt au titre des redevances qui s'élevait à 25 % des redevances dues à la province mais ne pouvait excéder 1 million de dollars. Cette limite supérieure rend l'incidence globale de cette partie du programme relativement faible.

Les dépenses de mise en valeur et les dépenses afférentes à l'acquisition de terrains ont été traitées comme des dépenses courantes mais, après le 6 mai 1974, les dépenses de mise en valeur ont été capitalisées et passées en charges à un taux annuel maximum de 30 % tandis que les dépenses ayant trait à l'acquisition de terrains ont été capitalisées et passées en charges à un taux de 10 %. Cette modification des lois fiscales a introduit une asymétrie au niveau du traitement fiscal de l'acquisition de réserves qu'on n'avait pas vue depuis 1962. L'achat de réserves ne serait plus traité comme une dépense courante, mais devrait être capitalisé de la façon mentionnée plus haut, tandis que les dépenses d'exploration continueraient d'être traitées comme des dépenses courantes. De plus, avant mai 1974, la déduction pour épuisement avait pour effet de réduire d'un tiers le taux d'imposition sur le revenu. Par la suite, le concept d'« épuisement gagné » a été introduit et la déduction pour épuisement a été établie à un tiers des dépenses totales d'acquisition des terrains, de mise en valeur et d'exploration, tout en ne pouvant pas dépasser une limite supérieure égale à 25 % du revenu, déduction faite des dépenses d'exploitation et de la dotation aux amortissements.

Le 1er janvier 1976, les mesures fiscales visant l'industrie pétrolière et gazière ont de nouveau été modifiées. Le gouvernement fédéral faisait passer le taux d'imposition sur le revenu à 36 %, de sorte que le taux d'imposition en Alberta passait à 47 %. En même temps, le gouvernement fédéral introduisait une remise sur les ressources déductible à un taux de 25 % du revenu, déduction faite des dépenses d'exploitation et de la provision pour consommation de capital.

Le régime fiscal est resté le même jusqu'à ce que le gouvernement fédéral instaure son Programme énergétique national (PEN) en octobre 1980. Cela a été suivi en septembre 1981 de la signature de l'Entente canado-albertaine qui établissait un barème des prix du pétrole et du gaz naturel et comprenait un accord fiscal devant durer cinq ans. Mais en 1982, une mise à jour du PEN venait abaisser la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) et supprimer la taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires pour un certain temps. Le gouvernement de l'Alberta a également adopté en 1982 un ensemble de mesures fiscales pour venir en aide à l'industrie, mesures qui comprenaient entre autres des réductions du taux des redevances et une extension des crédits d'impôt. Les modifications fiscales apportées dans le cadre du PEN ont toutes pris effet après 1981. Comme notre base de données ne s'étend que jusqu'en 1981, tout ce qu'il faut pour la présente analyse, ce sont les prix des réserves de pétrole et de gaz naturel jusqu'à cette date; aussi n'avons-nous pas eu à inclure les effets du PEN.

Le tableau A-1 de l'appendice A illustre, en valeurs nominales et pour la période 1947-1981, les prix à la tête de puits, les rentrées nettes des producteurs et les prix des réserves de pétrole brut tant aménagées que non aménagées. Les divers coûts et redevances utilisés dans ces calculs figurent au tableau A-2. On trouvera également dans l'appendice A un exemple détaillé du calcul des prix des réserves.

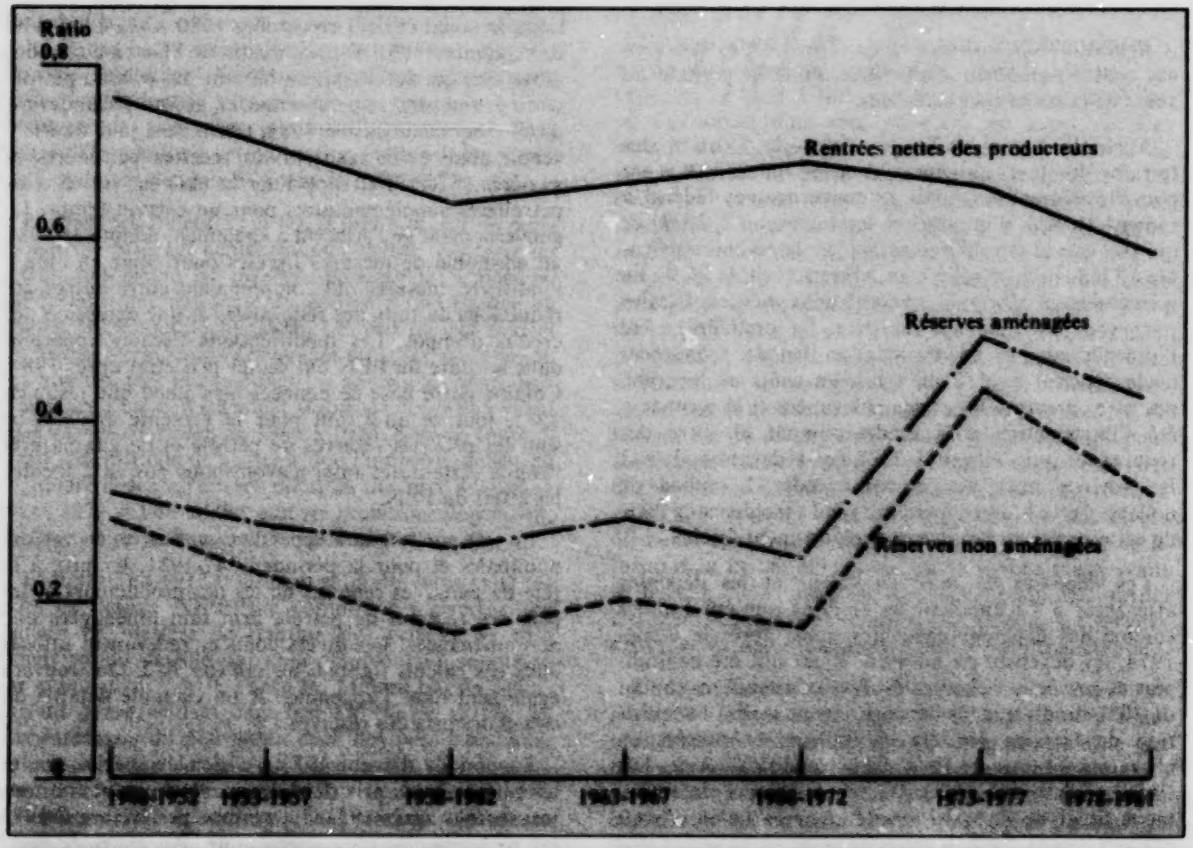
La période d'avant 1973 n'a rien de spécial, toutes les catégories de prix demeurant relativement constantes, surtout après 1951. La période postérieure à 1973 est bien entendu plus intéressante. Au cours de cette

période, les prix à la tête de puits ont quintuplé, les rentrées nettes des producteurs ont également augmenté, mais à un degré moindre, et les prix des réserves ont augmenté par rapport aux prix à la tête de puits. Pour illustrer les variations de prix relatifs enregistrées pendant les deux périodes, nous avons tracé au graphique 3-1 les courbes des ratios des prix fondés sur des moyennes quinquennales.

Ce graphique montre qu'au cours de la première période, les rentrées nettes des producteurs et les prix des réserves ont toujours représenté une proportion relativement constante des prix à la tête de puits. Dans la seconde période, les rentrées nettes des producteurs ont diminué par rapport aux prix à la tête de puits, mais ce qui est le plus frappant, c'est l'accroissement brusque des prix relatifs des réserves. Cet accroissement est principalement dû aux anticipations de prix utilisées pour déterminer les prix des réserves pour cette période. Nous avons en effet prévu une augmentation annuelle continue des prix à la tête de puits de 5 % par année à compter de 1974, et de 10 % par année à partir de 1976. Étant donné que ces augmentations sont continues, elles représentent une croissance exponentielle des prix à la tête de puits durant cette période et ont donc pour effet de réduire d'autant le taux d'actualisation. C'est ce que montre l'exemple détaillé de l'appendice A, où le taux d'actualisation passe de 0,23 à 0,13 en raison d'une croissance continue de 0,10 des prix anticipés à la tête de puits. Comme on peut le constater au tableau A-1, le prix des réserves a diminué en 1980 et en 1981 par rapport aux niveaux plus élevés où il se situait précédemment. La raison principale de cette diminution a été la hausse brusque des taux d'intérêt qui n'a pas été compensée par une augmentation similaire des prix anticipés à la tête de puits. La raison pour laquelle le prix des

Graphique 3-1

Ratios des rentrées nettes des producteurs et des prix des réserves par rapport aux prix à la tête de puits, pétrole brut, Alberta, 1948-1981



réserves non aménagées a été si durement frappé, c'est qu'en plus des effets de la hausse des taux d'intérêt, les coûts en capital ont augmenté durant ces années.

Le prix des réserves de gaz naturel

La méthode de détermination du prix des réserves de gaz naturel est la même que celle qui a été utilisée pour déterminer le prix des réserves de pétrole brut, à l'exception toutefois de certaines particularités dont nous n'avons pas encore parlé jusqu'à maintenant. La première concerne la définition du produit lui-même. Pour la plupart des gens, le prix du gaz naturel est le prix à un point de distribution quelconque comme à Toronto ou aux limites de l'Alberta. Même le prix au gisement est en général considéré comme le prix du gaz naturel après traitement à l'usine. Mais le produit qui apparaît à la tête du puits est du gaz naturel non traité contenant des proportions variables de liquides de gaz naturel (LGN) et de soufre qui, après séparation à l'usine à gaz, deviennent chacun des produits ayant leur propre valeur. Comme la méthode de détermination du prix des réserves exige qu'on connaisse le prix à la tête de puits, il faut d'abord déterminer le prix du gaz naturel non traité à la tête de puits. Pour cela, on considère le prix de tous les produits provenant de l'usine à gaz. Ces prix sont ensuite imputés à la production de gaz naturel. Après avoir déduit les coûts d'exploitation de l'usine, on obtient ce qu'on appelle le prix composé du gaz naturel à la tête de puits. Il suffit alors de procéder à partir de ce prix pour calculer les rentrées nettes des producteurs et les prix des réserves de la façon déjà décrite.

La deuxième particularité propre à la détermination du prix des réserves de gaz qui n'a pas été soulevée jusqu'à maintenant a trait aux effets du délai entre le moment d'une découverte et le début de la production. Cela n'a pas posé de problème réel dans le cas des découvertes de pétrole puisque la plupart des nouvelles réserves ont commencé à être exploitées peu après avoir été découvertes. Mais cela n'est certainement pas le cas pour le gaz naturel découvert dans le bassin de l'Alberta. La durée de tels délais par année de découverte et par taille de réservoir est illustrée au graphique 3-2. On peut y voir la durée médiane des délais entre l'année de découverte et la première année de production pour la période 1962-1975, période pendant laquelle la production de gaz naturel a augmenté d'environ 250 %[5]. Le graphique montre que même pour les gros gisements (c'est-à-dire les gisements de plus de 280 x 10^6 m^3), le délai médian peut être important. Il montre aussi clairement que les délais sont en général beaucoup plus longs pour les petits gisements que pour les gros.

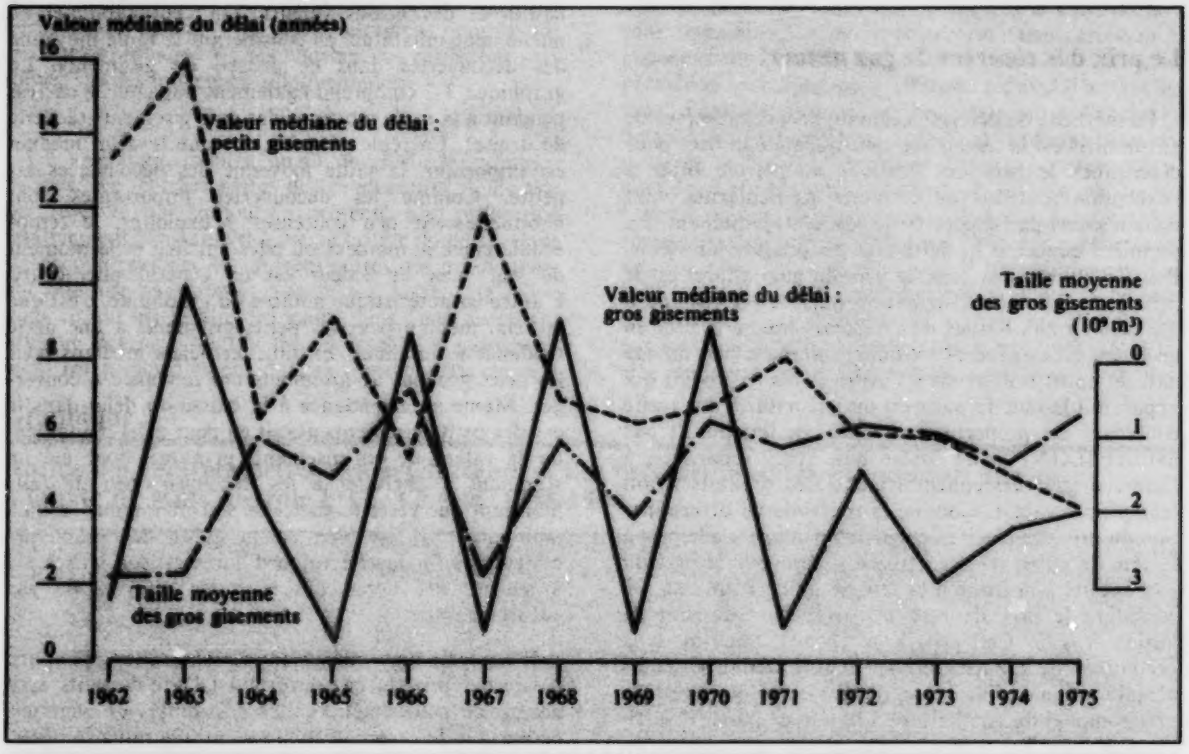
Deux autres caractéristiques du graphique sont dignes de mention. La première, c'est que le délai médian varie beaucoup plus dans le cas des gros gisements et qu'il alterne successivement entre des hautes et des basses valeurs. On peut expliquer ce phénomène inhabituel en considérant la taille moyenne des découvertes dans ce groupe de gisements. Le graphique 3-2 comprend également une courbe correspondant à la taille moyenne des gros gisements (échelle de droite). En règle générale, lorsque le délai médian est important, la taille moyenne des découvertes est petite. Comme les découvertes importantes sont habituellement peu coûteuses à exploiter, le temps écoulé entre le moment où elles ont lieu et le moment de leur mise en valeur est en général plus court. L'autre caractéristique notable du graphique, c'est que le délai médian pour les petits gisements a une nette tendance à diminuer. En fait, les délais médians pour les deux groupes de gisements ont tendance à converger. Même si la tendance à la baisse du délai dans le cas des petits gisements aurait eu pour effet d'augmenter la valeur de ces gisements et aurait donc été un stimulant à chercher à les découvrir, peu de faits montrent que cette tendance se soit maintenue jusqu'à maintenant. Il est bien connu qu'un des problèmes majeurs de l'industrie aujourd'hui, c'est son incapacité à trouver des débouchés pour les réserves de gaz naturel établies.

Il est également intéressant de remarquer que si une baisse des prix du gaz naturel à la tête de puits était nécessaire pour améliorer les possibilités de commercialisation de ce produit, elle n'entraînerait pas nécessairement une réduction du prix des réserves. Si la durée du délai était suffisamment réduite, le prix des réserves de gaz pourrait même augmenter par suite d'une baisse du prix à la tête de puits. On peut montrer, en postulant des hypothèses raisonnables, que l'élasticité entre la durée du délai et le prix à la tête de puits qui laisse le prix des réserves inchangé est inversement proportionnelle au produit du taux d'actualisation et de la durée du délai. Si le taux d'actualisation est de 0,10 et la durée du délai de cinq ans, alors une baisse de 1 % du prix à la tête de puits doit entraîner une diminution de plus de 2 % de la durée du délai pour que le prix des réserves augmente en raison de cet effet.

On trouvera au tableau A-3 de l'appendice A les résultats des calculs, en valeurs nominales, des prix du gaz naturel à la tête de puits, des rentrées nettes des producteurs et des prix des réserves. Les divers coûts et redevances utilisés dans ces calculs figurent au tableau A-4. Contrairement aux prix du pétrole, les prix du gaz naturel affichent des caractéristiques surprenantes au début de la période considérée. Tout d'abord, il y a le fait que les rentrées nettes des producteurs et les prix des réserves sont négatifs[6]. Si le prix des réserves est

Graphique 3-2

Valeur médiane du délai entre l'année de découverte et le début de la production et taille moyenne des gros gisements, 1962-1975



négatif, c'est que la valeur nette actualisée d'acquisition de réserves est négative, de sorte qu'il n'est pas payant d'avoir un programme d'acquisition de réserves de gaz. Pourtant, on constate bien qu'il y a eu des additions aux réserves de gaz naturel pendant ces années. Une des raisons qu'on peut invoquer pour expliquer le phénomène, c'est que les additions aux réserves résultaient en grande partie des travaux de prospection effectués pour découvrir du pétrole Ce qui est plus difficile à expliquer, toutefois, c'est qu il y a eu production de gaz pendant une période où les rentrées gazières nettes moyennes étaient négatives. Sans doute la plus grande partie de la production de gaz naturel était-elle due à la production de pétrole, mais il y en a aussi une partie qui venait de gisements de gaz naturel non associé. Aucune bonne explication de ce phénomène n'a encore été trouvée, si ce n'est qu'on peut remarquer que les rentrées nettes des producteurs se chiffraient à des montants négatifs très petits et que de petites erreurs peuvent suffire pour expliquer ce résultat.

À la fin des années 50, les rentrées nettes des producteurs ont commencé à augmenter même si les prix n'incitaient absolument pas à faire de l'exploration pour du gaz naturel, de sorte qu'en moyenne, il existait une incitation à produire du gaz naturel déjà découvert. Nos calculs montrent également que ce n'est pas avant 1960 que le prix des réserves non aménagées a atteint un niveau suffisamment élevé pour être une incitation à chercher de nouvelles réserves de gaz naturel. Cela ne signifie toutefois pas pour autant qu'il aurait été économiquement rentable de faire de l'exploration. Ce n'est que dans les cas où les coûts d'exploration étaient inférieurs à ce niveau qu'il aurait été économiquement intéressant de chercher de nouvelles réserves.

Le prix des réserves aménagées est positif dès 1954. Il faut souligner que les prix des réserves sont les prix à la tête de puits auxquels certains éléments ont été retranchés, de sorte que si le prix des réserves aména-

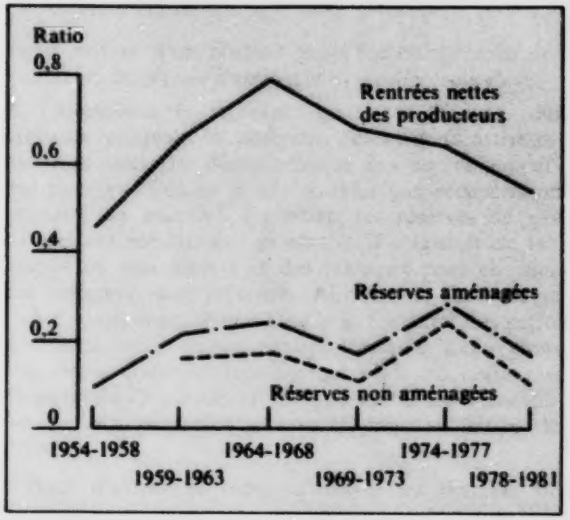
gées est nul ou négatif, le prix des réserves non aménagées sera négatif. En fait, si le prix des réserves aménagées est inférieur au coût de mise en valeur (environ 28 cents en 1960), le prix des réserves non aménagées sera alors négatif. Ces deux séries de prix ont été calculées parce qu'elles convenaient à chacun des deux modèles utilisés dans la présente étude. Dans le premier modèle, les activités de forage aussi bien d'exploration que de mise en valeur entraînent des additions aux réserves, de sorte que le prix des réserves aménagées mesure la valeur des additions aux réserves, alors que dans l'autre modèle, les activités de forage d'exploration mènent à la découverte de réserves non aménagées qui sont aménagées et exploitées par suite d'activités de forage de mise en valeur.

Au graphique 3-3, les rentrées nettes moyennes et les prix moyens des réserves sont exprimés, pour plusieurs sous-périodes, en pourcentage des prix moyens à la tête de puits. Comme on peut le constater, le rapport entre le prix des réserves et le prix à la tête de puits varie trop pour que le prix à la tête de puits soit considéré comme une bonne variable d'approximation du prix des réserves. Cela n'est pas du tout surprenant étant donné que les prix des réserves ont évolué en fonction des variations des anticipations de l'industrie quant aux prix futurs, du temps écoulé entre une découverte et le début de la production, et des politiques fiscales.

Il ressort clairement du présent chapitre que les prix à la tête de puits sont calculés à partir de données annuelles à l'échelle de l'industrie et qu'ils sont par conséquent des moyennes annuelles des prix de diverses régions (horizons et zones) du bassin sédimentaire de l'Alberta. Bien entendu, le prix des réserves varie en réalité d'une région à l'autre et même d'un gisement à l'autre parce que les coûts de mise en valeur et

Graphique 3-3

Ratios des rentrées nettes des producteurs et des prix des réserves par rapport aux prix à la tête de puits, gaz naturel, Alberta, 1954-1981



d'exploitation et les coûts en capital ne sont pas les mêmes partout, de sorte que le fait d'attribuer une seule valeur pour une année donnée à toutes les additions aux réserves obtenues dans toutes les régions constitue une simplification. Toutefois, en raison des limites imposées par les données disponibles, il n'a pas été possible de tenir compte des variations régionales dans le calcul du prix des réserves; la qualité des résultats de la présente étude s'en trouve amoindrie.

4 L'offre de pétrole et de gaz naturel : Analyse des données désagrégées

Dans le chapitre 2, nous avons parlé des caractéristiques de base du processus d'approvisionnement en pétrole et en gaz naturel et des données requises pour estimer l'offre de ces deux hydrocarbures. Nous avions alors indiqué que le niveau maximum de désagrégation pouvant convenir à la présente étude était de 100 régions résultant de la combinaison de 10 horizons géologiques et de 10 zones géographiques. Ces horizons et ces zones sont présentés au tableau 2-1 et au graphique 2-1. Les données sur les additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel attribuables aux nouvelles découvertes et aux accroissements des réserves initiales dans chacune de ces régions ont été mises en tableau et figurent à l'appendice B[1].

À l'examen des données présentées dans cet appendice, il apparaît rapidement que le volume des réserves est si peu important dans bon nombre des 100 régions qu'une analyse de l'offre à l'aide de séries chronologiques est infaisable. Aussi avons-nous décidé d'analyser l'offre à un niveau supérieur d'agrégation représenté par les combinaisons suivantes d'horizons et de zones :

1) Dévonien supérieur (toutes les zones) — La plupart des gisements sont situés dans la zone 8 mais un gros gisement, celui de Redwater, est situé dans la zone 3.

2) Crétacé supérieur (zone 8) — Le champ Pembina renferme à lui seul presque toutes les réserves de pétrole dans cette région.

3) Beaverhill Lake et Dévonien inférieur (toutes les zones sauf la zone 5) — La plupart des gisements sont situés dans les zones 0 et 7.

4) Beaverhill Lake et Dévonien inférieur (zone 5) — Il s'agit du site Rainbow-Zama.

5) Mannville (toutes les zones) — Un grand nombre de petits gisements de pétrole et de gaz naturel situés dans les zones 1, 2 et 8.

6) Viking (toutes les zones) — Le pétrole se trouve surtout dans la zone 8. Le gaz naturel est plus dispersé. Le ratio gaz naturel/pétrole est relativement élevé dans les gisements de pétrole.

7) Crétacé supérieur (zone 1) — Il s'agit d'un important horizon gazéifère peu profond qui comprend beaucoup de gisements mélangés situés à Medicine Hat et à Milk River.

8) Mississippien (toutes les zones) — Les gisements sont situés principalement dans les zones 8 et 9. Il s'agit surtout d'un horizon gazéifère comprenant des gisements de pétrole à ratio gaz naturel/pétrole élevé.

À l'appendice C figurent, pour ces régions, des tableaux indiquant les additions aux réserves attribuables aux nouvelles découvertes et aux accroissements des réserves initiales et exploitables par récupération primaire ou assistée[2]. En outre, les réserves de gaz naturel ont été classées suivant qu'il s'agissait de gaz associé ou non associé et des tableaux pour chacune des catégories sont présentés. Aux fins de l'analyse de l'offre, il est supposé que tout le gaz naturel des petits gisements est du gaz naturel non associé. Les régions énumérées ci-dessus représentent 98 % de toutes les découvertes de pétrole et 93 % de toutes les découvertes de gaz naturel non associé dans le bassin de l'Alberta.

Pour illustrer la façon d'utiliser les données de l'appendice C, nous reproduisons au tableau 4-1 le tableau C-1 de l'appendice C. Ce tableau montre les additions aux réserves primaires de pétrole dans l'horizon du Dévonien supérieur pour l'ensemble du bassin de l'Alberta et attribuables aux nouvelles découvertes et aux accroissements des réserves initiales. Les valeurs inscrites dans la colonne «DEC» désignent les découvertes homologuées chaque année à partir de 1946. Par exemple, 5,99 x 10^6 m^3 de pétrole de récupération primaire ont été homologués comme ayant été découverts en 1947 et ce chiffre correspond aussi au volume des additions aux réserves enregistrées cette année-là, comme l'indique la colonne «total» à l'extrême droite du tableau. Les valeurs inscrites dans les colonnes comprises entre les colonnes «DEC» et «total» désignent les accroissements des découvertes faites pendant l'année indiquée en tête de la colonne. Par exemple, en 1950, les découvertes faites en 1947 ont été accrues de 12,04 x 10^6 m^3 et, la même année, les découvertes faites en 1948 ont été accrues de 15,10 x 10^6 m^3 et les découvertes faites en 1949 ont été accrues de 13,06 x 10^6 m^3. Par conséquent, les additions totales aux réserves en 1950 ont été de 45,5 x 10^6 m^3 dont 5,3 x 10^6 m^3 ont été homologués comme découvertes en 1950 et le reste comme provenant de l'accroissement des découvertes antérieures. Donc, pour toute année donnée, les additions totales aux réserves se composent de nouvelles découvertes et des accroissements des découvertes antérieures et elles correspondent à la somme des valeurs indiquées dans chacune des lignes du tableau. Ce sont ces totaux qui ont servi de données sur les additions aux réserves pour

Tableau 4-1

Additions aux réserves de pétrole et accroissements des réserves de pétrole dans le Dévonien supérieur, réserves primaires, toutes les zones, 1946-1981

	DEC	1946	1947	1948	1949	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	Total
1946	0,05													0,05
1947	5,99													5,99
1948	0,25													0,25
1949	5,01		0,05	95,09										100,15
1950	5,30		12,04	15,10	13,06									45,50
1951	34,09		20,29	7,79	4,35	1,81								68,34
1952	3,54		-3,83		4,83	11,75	-7,75							8,54
1953	4,80		-0,02		-0,76	11,13	21,00	10,95						47,12
1954	0,77		0,44		0,41	1,42	9,90	0,74	11,51					25,20
1955	0,13		1,95	4,13	-0,37	0,12	1,07	-0,76	-1,12	0,60				5,76
1956	3,11		2,80	-10,33	0,97	8,43	27,88	7,45	5,95	-0,00				46,26
1957	6,30		2,07	11,60	0,45	1,57	5,08	0,41	-0,43	0,13	0,02	2,05		29,25
1958	1,01		-0,95	0,48	-3,44	0,14	1,32	-1,06	2,56	0,08		3,48	2,05	5,66
1959	0,30			0,79	0,51	0,07	2,87	2,97	-3,09	0,67		-0,26	-0,43	5,60
1960	0,13		0,48	-1,59	8,53	1,56	-1,14	0,11	2,91	-0,12	-0,01	-1,75	1,64	12,71
1961	0,72		-3,18	-0,01	0,04	2,74	-0,22	0,22	0,09	-0,21	0,10	-0,00	-0,00	0,65
1962	0,44		-1,75		-2,55	0,31	0,04	-0,21	1,43	0,02	0,15			-0,97
1963	0,24		0,64				0,41	0,29	0,09	-0,01		0,59	0,32	3,63
1964	0,74		0,11	1,71	0,22	2,30	6,57	1,45	4,62	0,42	0,14	0,17	1,03	22,27
1965	1,17				12,37	7,31	3,69	1,07	0,79	0,58	0,01	-0,00	0,28	28,65
1966	0,05				-0,00	0,00	7,51	5,95			0,09			13,84
1967	0,46		0,02	0,03	0,48	0,03	0,01		0,21	0,05	0,00			1,16
1968	1,06			0,02	0,06	0,01	0,26	0,45	0,00			4,47		6,39
1969	0,15			0,33		0,04	1,55					0,31	0,14	4,18
1970	0,90				0,84	0,01	-2,44	0,01				0,02	1,98	4,48
1971	0,03			4,13	-0,06	0,03	2,79	0,34	2,83		0,01	0,23	0,12	11,51
1972	0,51				0,32		6,05	-0,54	0,11			0,84	-0,02	7,63
1973	0,03		3,34	-0,24		-0,52	-0,27	-0,24	0,07	-0,01		0,07		0,91
1974	0,05		0,64			-0,00					0,01	0,02		1,01
1975	0,00					0,05	0,95		-0,01			0,08	-0,01	1,02
1976					-4,93	0,38	0,01			0,04	0,00	0,30		-4,26
1977					-2,76			0,03	-0,08	-0,12	-0,00		0,41	-2,35
1978	2,46		0,03	-0,08	3,36	0,01	0,11	0,04	-0,05	0,11	0,00	0,45	-0,02	8,64
1979	0,08					4,00	10,10		0,46					25,54
1980			0,50		-0,04	0,00	0,50	0,02		0,25	0,01	0,04	0,51	10,57
1981					0,04	0,01	0,36	0,02	0,01			0,63		3,53
Total			35,61	128,94	35,95	54,70	98,21	29,72	28,85	2,48	0,51	11,72	8,00	

	DEC	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	Total
1958	1,01													5,66
1959	0,30	0,20												5,60
1960	0,13	1,97	0,01											12,71
1961	0,72	0,34	0,02	0,01										0,65
1962	0,44	-0,05	0,01	0,22	0,96									-0,97
1963	0,24	0,40		0,13	0,07	0,45								3,63
1964	0,74	2,90	-0,02	-0,01	0,14	-0,24								22,27
1965	1,17	0,25		0,93	0,06	0,10		0,03						28,65
1966	0,05			0,27				-0,04						13,84
1967	0,46			-0,09	0,00	-0,03	-0,02		-0,00	0,04				1,16
1968	1,06	0,04	0,00		0,16	-0,01	-0,01	-0,05	-0,03		-0,05			6,39
1969	0,15		0,19	0,02	-0,17	0,72	0,14	-0,01		0,72	0,01	0,04		4,18
1970	0,90								-0,00	2,75		0,06	0,36	4,48
1971	0,03	1,59	-0,00							-0,72		-0,03	0,22	11,51
1972	0,51		0,00	0,18	-0,00	0,26		-0,00	0,00	0,01				7,63
1973	0,03		-0,02		-0,03	-0,03	-0,12	-0,29	-0,00	-0,83		0,11	-0,07	0,91
1974	0,05	0,06										0,12		1,01
1975	0,00			0,03						0,01		-0,04		1,02
1976							-0,06					0,00		-4,26
1977					-0,03			0,01	0,00	0,01	-0,05	0,05		-2,35
1978	2,46	0,01	-0,15	-0,00	-0,00	0,00		0,00	0,00	0,01	-0,00	0,00		8,64

Tableau 4-1 (fin)

	DEC	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	Total
1979	0,08	-1,62							0,00	0,04			-0,00	25,54
1980									0,01		-0,01		-0,45	10,57
1981			0,03		0,25			0,00			0,01			3,53
Total		7,10	0,07	1,69	1,41	1,22	-0,07	-0,34	-0,02	2,05	-0,09	0,31	0,06	

	DEC	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	Total
1970	0,90													4,48
1971	0,03													11,51
1972	0,51	-0,07												7,63
1973	0,03	-0,13	-0,01	0,09										0,91
1974	0,05			0,12										1,01
1975	0,00				-0,03									1,02
1976														-4,26
1977				0,18										-2,35
1978	2,46	0,00		-0,00		0,01		0,01	2,38					8,64
1979	0,08	0,03		-0,04					-0,10	12,59				25,54
1980				-0,41				-0,01	0,36	1,76	7,54			10,57
1981				0,01	0,05	-0,01		0,00	0,06	0,36	0,38	1,32		3,53
Total		-0,16	-0,01	-0,05	0,02	0,00		0,00	2,70	14,71	7,92	1,32		

les modèles dont nous avons parlé dans les premiers chapitres qui nécessitent ce genre de données.

Ces tableaux statistiques permettent également d'analyser les données sur les découvertes sous un autre angle. Il est à remarquer que les colonnes en tête desquelles une année se trouve indiquée fournissent des données sur l'accroissement des découvertes faites pendant l'année en question. Par conséquent, le total des valeurs inscrites dans chacune de ces colonnes indique le total des accroissements pour chacune des années de découvertes. Ce sont ces données, avec celles de la colonne «DEC», qui sont utilisées pour estimer les paramètres du deuxième modèle utilisé pour l'analyse agrégée.

En plus des données sur les prix des réserves présentées dans le chapitre 3 et des données sur les additions aux réserves dont nous venons de parler, il faut des données sur l'effort déployé à forer et sur les coûts unitaires de forage pour que puisse être estimée l'offre de pétrole et de gaz naturel pour les huit régions énumérées plus haut. Au chapitre 2, nous avons discuté de certaines propriétés des données sur les activités de forage et nous avons alors conclu que la meilleure mesure de l'effort est celle qui évalue l'activité de forage visant des horizons précis. Nous avons aussi indiqué que même si les données disponibles sur les activités de forage ne donnaient des renseignements que sur le nombre de puits forés, elles pouvaient quand même être utilisées pour estimer le nombre de puits visant des horizons précis. On trouvera aux tableaux D-1 à D-10 de l'appendice D des données brutes sur le nombre de puits forés par année, par horizon et par zone. Si la méthode décrite au chapitre 2 est adoptée et si l'on mesure l'effort déployé à forer que par le nombre de puits qui atteignent un horizon donné sans chercher à pénétrer un horizon plus profond, on peut alors estimer le nombre de puits visant des horizons précis en soustrayant simplement le nombre total de puits qui pénètrent l'horizon qui suit un horizon visé du nombre de puits qui ont pénétré l'horizon en question. Bien que cette façon de procéder manque de précision, elle constitue une meilleure mesure de l'effort déployé dans un horizon en particulier que la méthode consistant à compter simplement le nombre de puits. Cela est particulièrement vrai pour les horizons moins profonds qui ont été pénétrés par bon nombre de puits ne visant pas l'horizon en question.

Des estimations de l'effort déployé dans des horizons précis sont présentées, pour chacune des régions énumérées plus haut, dans divers tableaux à l'appendice E. Ces estimations sont en grande partie fondées sur la méthode dont nous venons de parler – c'est-à-dire qui mesure l'effort en fonction d'horizons précis –, mais plusieurs ajustements ont été faits à partir d'autres renseignements. Par exemple, suivant la méthode, il y aurait beaucoup de forages qui visent le Mississippien dans la zone 1; or, il existe d'autres données selon lesquelles la plupart de ces forages étaient destinés à sonder l'horizon de Mannville. Les forages visaient probablement l'horizon de Mannville, mais ils ont été poursuivis pour pénétrer la première formation paléozoïque dans le but d'obtenir des permis

ou de recueillir de l'information supplémentaire, et il se trouve que dans cette zone le premier horizon paléozoïque est le Mississippien. C'est pourquoi la plupart de ces forages ont été attribués à l'horizon de Mannville. Le fait de mesurer l'effort déployé à forer en fonction d'horizons précis soulève également d'autres problèmes. Dans certaines zones, les puits ne pénétreront pas tous les horizons, notamment ceux du Jurassique, du Trias, du Permien et du Pennsylvanien, de sorte qu'il est difficile d'estimer le nombre de puits visant ces horizons. Heureusement, ces horizons n'ont pas beaucoup d'importance dans les estimations de l'offre. Une autre imprécision est causée par le fait que beaucoup de puits d'exploration seront forés jusqu'à des horizons plus profonds dans le seul but de recueillir de l'information. Cela est particulièrement vrai dans le cas des puits d'exploration forés dans des sites peu profonds. Mais même si elle comporte ces lacunes, notre façon de procéder permet de mieux mesurer l'activité de forage visant un horizon précis que ne le pourrait le nombre total de puits.

Il ne manque plus que les coûts unitaires de forage par région pour pouvoir procéder aux estimations de l'offre. Ces coûts sont établis de la façon suivante. Des données mettant en relation les coûts estimés et la profondeur des puits de mise en valeur complétés ont été utilisées, pour chaque zone du bassin, de concert avec des données sur la profondeur moyenne des gisements dans chaque horizon et dans chaque zone, sur la proportion des puits complétés et sur la proportion des puits de mise en valeur. Sachant que les puits complétés coûtent environ 50 % plus cher que les puits abandonnés et que les puits d'exploration coûtent environ 15 % de plus que les puits de mise en valeur, nous avons estimé des coûts unitaires pondérés de forage pour chaque région. Ces coûts unitaires figurent dans divers tableaux plus loin dans le chapitre, avec des estimations de l'offre ultime de pétrole et de gaz naturel.

Dévonien supérieur

L'horizon du Dévonien supérieur, toutes les zones du bassin de l'Alberta comprises, a fourni environ 43 % des réserves primaires de pétrole et 12 % des réserves de gaz naturel non associé, dont la plupart proviennent des gisements de la zone 8. Nous reproduisons au tableau E-1 de l'appendice E des données lissées qui ont été extraites de tableaux des appendices C et D et qui portent sur les additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel provenant de cet horizon et sur l'activité de forage visant ce dernier. Si on compare les données sur les additions aux réserves du tableau E-1 avec les données du tableau C-1, on remarque que les chiffres diffèrent pour certaines années. Cela est attribuable au fait qu'un lissage mineur des données a été effectué pour éviter d'obtenir des additions négatives aux réserves et pour tenir compte d'importants accroissements qu'on a dû par la suite soustraire. Par exemple, le chiffre indiqué pour 1965 a été ajusté à la baisse et les chiffres pour 1976 et pour 1977 ont été ajustés à la hausse en raison d'une réévaluation importante, ces années-là, des découvertes faites en 1949. En 1965, des réserves importantes ont été ajoutées à ces découvertes mais elles ont été soustraites en 1976 et 1977. Les données sur les additions aux réserves concernant les autres régions ont également été lissées de la même façon dans l'analyse désagrégée, de sorte que les données servant à estimer les paramètres ne sont pas les mêmes que celles qui apparaissent aux tableaux de l'appendice C.

Un examen du tableau E-1 révèle une tendance assez représentative des additions aux réserves de pétrole dans un horizon producteur d'importance. Ces additions ont tendance à augmenter rapidement après la découverte du gisement initial, puis à diminuer lentement et de façon irrégulière dans le temps. Ce qui est toutefois plutôt inhabituel à propos de cet horizon, c'est la hausse brusque des réserves enregistrée ces dernières années. Cette hausse est due aux découvertes faites dans la formation de Nisku à West Pembina et a été attribuée à l'amélioration des techniques d'analyse sismique. On peut difficilement dire si cette hausse du taux de découverte continuera dans cet horizon, mais si elle le fait, ce sera un cas où une nouvelle technologie aura été la cause d'un changement important et permanent du niveau des additions aux réserves. Même si l'on ne peut espérer modéliser de façon explicite l'incidence de cette nouvelle technologie à cause du petit nombre d'observations dans l'échantillon sur lequel cette nouvelle technologie a été appliquée, il faudrait, selon certains, accorder la même importance à ces observations qu'aux autres observations dans l'échantillon. Selon d'autres, il est peu probable que cette augmentation du taux des additions dure ou réapparaisse. Même s'il se peut que la nouvelle technologie ait pour effet d'empêcher le taux des additions de baisser aussi vite qu'en son absence, cela a toujours été le cas et il est peu probable que les techniques récentes fassent exception à cet égard. Pour exposer ces deux points de vue concernant l'offre potentielle dans l'horizon du Dévonien supérieur, nous présentons des prévisions fondées sur des estimations des paramètres de l'équation des additions aux réserves et qui ont été calculées d'abord avec les observations relatives à la formation de Nisku, puis sans ces observations.

Le tableau 4-2 a été divisé en deux parties contenant les estimations, obtenues à l'aide de la méthode des moindres carrés ordinaires, des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole et des paramètres des équations des additions aux réserves de gaz naturel. Ces estimations reposent sur l'hypothèse selon laquelle tous les forages sont effectués sans

capacité de discrimination. Elles ont également été faites à partir d'un échantillon qui incluait puis excluait les observations relatives à la formation de Nisku. En outre, elles sont présentées dans le cas où le paramètre α est contraint à égaler 1 et dans le cas où il peut varier. À noter que l'estimation sans contrainte du paramètre α ne diffère pas sensiblement de l'estimation obtenue à l'aide des tests statistiques standards. Dans tous les cas présentés au tableau 4-2, les estimations montrent que le taux des additions aux réserves de pétrole diminue à mesure qu'augmentent les activités cumulatives de forage mais elles montrent également, comme on pouvait s'y attendre, que le taux de diminution est plus élevé lorsque les observations relatives à la formation de Nisku sont exclues de l'échantillon.

Tableau 4-2

Estimations des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Dévonien supérieur, toutes les zones

	Sans contrainte[1]	Avec contrainte[1]	Sans contrainte[2]	Avec contrainte[2]
		Pétrole		
Paramètre :				
log A	2,645	3,980	3,693	4,136
	(2,702)	(0,052)	(2,865)	(0,535)
α	1,225	–	1,074	–
	(0,446)		(0,468)	
$\beta(10^{-3})$	-0,136	-0,146	-0,180	-0,184
	(0,078)	(0,075)	(0,086)	(0,080)
R^2	0,31	0,11	0,34	0,15
		Gaz naturel non associé[3]		
log A	1,389		3,736	
	(0,527)		(0,921)	
$\beta(10^{-3})$	0,234		-0,048	
	(0,527)		(0,119)	
R^2	0,26		0,007	

NOTE Erreur type entre parenthèses.
1 Incluant les dernières observations relatives à la formation de Nisku.
2 Excluant les dernières observations relatives à la formation de Nisku.
3 La première série d'estimations concerne l'ensemble de la période et la deuxième série concerne la période 1956-1979.

Deux séries d'estimations avec contrainte des paramètres des équations relatives au gaz naturel non associé sont incluses dans la partie inférieure du tableau 4-2. La première série indique que le taux des additions aux réserves de gaz naturel non associé augmente en fait en fonction des activités cumulatives de forage. Cette augmentation est attribuable au fait que, les premières années de la période étudiée, une bonne partie des puits ont été forés principalement pour trouver et mettre en valeur des réserves de pétrole, de telle sorte qu'il y a eu peu d'additions aux réserves de gaz naturel non associé. Cela a bien entendu fait baisser le taux des additions aux réserves de gaz naturel à un niveau plutôt bas, étant donné que le nombre total de puits forés est la variable servant à mesurer l'activité de forage. Plus tard dans la période, l'activité totale de forage a diminué, mais en même temps un plus grand nombre de forages visaient à trouver du gaz naturel et, comme d'importants volumes de gaz naturel ont été découverts, le taux des additions a augmenté. Les estimations produites pour l'ensemble de la période reflètent simplement cette tendance générale et font ressortir une des difficultés que présente l'utilisation de l'activité totale de forage pour expliquer séparément les additions aux réserves de pétrole et les additions aux réserves de gaz naturel non associé.

Pour tenter de réduire l'incidence des activités de forage effectuées dans le but de trouver du pétrole les premières années de la période, nous avons fondé la seconde série d'estimations des paramètres des équations des additions aux réserves de gaz naturel non associé sur la période 1956-1979. Même si ces estimations indiquent une faible baisse du taux des additions en fonction des activités cumulatives de forage, en termes statistiques les activités cumulatives de forage n'ont pas un effet significatif sur ce taux. Comme aucune tendance nette à la baisse du taux des additions aux réserves de gaz naturel non associé en fonction des activités cumulatives de forage ne se dégage des deux séries d'estimations, nous avons supposé aux fins des calculs subséquents que ce taux était constant et égal au taux moyen calculé pour les cinq dernières années de l'ensemble de la période étudiée.

Nous avons utilisé les estimations avec contrainte des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole présentées au tableau 4-2 pour calculer la valeur du produit marginal des activités de forage dans l'horizon du Dévonien supérieur pour divers niveaux d'activité cumulative de forage. Les résultats sont présentés au tableau 4-3. La partie supérieure du tableau montre les estimations incluant les observations relatives à la formation de Nisku et la partie inférieure, les estimations excluant ces observations. Nous avons fait entrer dans le calcul du produit marginal du forage pétrolier la valeur du gaz naturel associé en utilisant le ratio moyen gaz naturel/pétrole dans cet horizon, tel que décrit au chapitre 2. Au niveau estimé des activités cumulatives de forage en 1981, l'estimation ponctuelle de la valeur du produit marginal du forage pour du pétrole, lorsque les observations relatives à la formation de Nisku sont incluses, est d'environ 0,385 million de dollars par puits et celle de la valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel non associé est d'environ 0,25 million de dollars

Tableau 4-3

Valeur du produit marginal du forage dans le Dévonien supérieur, toutes les zones[1]

	Valeur du produit marginal du forage pour du pétrole	Valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel	Coût par puits	Réserves de pétrole (10^6 m^3)	Réserves de gaz naturel non associé (10^9 m^3)
	En millions de dollars				
	Incluant les observations relatives à la formation de Nisku				
Nombre de puits :					
11,422[2]	0,385	0,251	0,370	554,4	283,3
19,418	0,120	0,251	0,370	602,1	455,9
	Excluant les observations relatives à la formation de Nisku				
11,422	0,291	0,251	0,370	554,4	283,3
16,239	0,120	0,251	0,370	589,4	387,4

1 Résultats fondés sur des estimations avec contrainte à partir du modèle où l'incapacité de discrimination est postulée; prix et coûts de 1981. Ratio gaz naturel/pétrole = 0,20.
2 Nombre estimatif de puits en 1981.

par puits. Avec des coûts de forage estimés à 0,37 million de dollars par puits, il y a une incitation économique à continuer de forer dans cet horizon. Dans le cas où les estimations utilisées sont celles qui excluent les observations relatives à la formation de Nisku, les estimations ponctuelles indiquent qu'il y a une incitation économique moins grande, mais toujours positive, à continuer de forer dans cet horizon.

D'après les calculs fondés sur les estimations ponctuelles incluant les observations relatives à la formation de Nisku, tant que les prix des réserves et les coûts unitaires de forage demeurent constants aux niveaux donnés, il vaudra la peine de forer 8 000 autres puits dans cet horizon, après quoi la somme des valeurs des produits marginaux du forage pour du pétrole et du forage pour du gaz naturel diminuera pour égaler le coût unitaire de forage. On estime que ce forage additionnel devrait permettre de découvrir un volume supplémentaire de 47,7 x 10^6 m^3 de pétrole et de 172,6 x 10^9 m^3 de gaz naturel non associé.

Ces résultats constituent des prévisions raisonnablement optimistes pour un horizon qui jusqu'à maintenant a représenté plus de 40 % des découvertes de pétrole exploitable par récupération primaire dans le bassin de l'Alberta. Le tableau 4-3 présente les estimations de la valeur du produit marginal du forage pétrolier fondées sur les estimations des paramètres des équations des additions aux réserves qui excluent les dernières observations relatives à la formation de Nisku. Même si le fait d'exclure ces dernières observations a pour effet de réduire la valeur du produit marginal du forage pétrolier, le niveau ultime des activités cumulatives de forage et les réserves ultimes, cet effet n'est pas aussi marqué qu'on aurait pu s'y attendre. Les calculs montrent, en effet, qu'il vaut encore la peine de forer 4 800 nouveaux puits qui devraient permettre de découvrir un volume supplémentaire de 35,0 x 10^6 m^3 de pétrole dans cet horizon.

Le tableau 4-4 montre la sensibilité des réserves de pétrole et des réserves de gaz naturel aux variations du prix des réserves de pétrole. Une augmentation de ce prix fait aussi augmenter les réserves de gaz naturel parce que les deux produits sont liés dans le processus d'approvisionnement. Le tableau montre que le nombre cumulatif optimal de puits à forer dans l'horizon augmente avec le prix des réserves de pétrole. Mais même si ce prix augmentait de 40 % pour passer à 50 $/m^3, les réserves ultimes de pétrole ne dépasseraient que de 5,9 x 10^6 m^3 le volume des réserves qui se serait ajouté sans changement de prix. Si le prix des réserves de pétrole doublait, passant ainsi à 70 $/m^3, un volume supplémentaire de 10,2 x 10^6 m^3 de pétrole en résulterait.

Ces données constituent des points qu'on peut relier pour obtenir la courbe d'offre des additions aux réserves ultimes de pétrole. À mesure que le prix des réserves de pétrole augmente, toutes choses étant égales par ailleurs, le volume des additions aux réserves ultimes de pétrole augmente aussi. L'élasticité-prix de l'offre des additions aux réserves pour les prix compris entre 35 $/m^3 et 70 $/m^3 est de 0,20 environ.

De même que des augmentations du prix des réserves de pétrole feront augmenter les additions aux réserves de gaz naturel, des hausses du prix des réserves de gaz naturel feront croître les additions aux réserves de pétrole. Les résultats de ces calculs figurent

Tableau 4-4

Volumes des approvisionnements en pétrole et en gaz naturel en fonction de variations des prix des réserves dans le Dévonien supérieur, toutes les zones[1]

	Nombre cumulatif de puits	Additions aux réserves de pétrole	Réserves de pétrole	Additions aux réserves de gaz naturel	Réserves de gaz naturel
		10^6 m^3		10^9 m^3	
Prix des réserves de pétrole[2] ($/m^3) :					
35,78	19 418	47,7	602,1	172,6	455,9
40,00	20 138	49,9	604,3	188,2	417,5
45,00	20 903	51,9	606,3	204,7	488,0
50,00	21 592	53,6	608,0	219,7	503,0
70,00	23 810	57,9	612,3	267,5	550,8
Prix des réserves de gaz naturel[3] ($/$10^3$ m^3) :					
11,65	19 418	47,7	602,1	172,6	455,9
13,00	21 390	53,1	607,5	215,2	498,5
15,00	25 991	61,0	615,4	314,7	598,0
25,00		69,3	623,7		

1 Résultats fondés sur des estimations avec contrainte à partir du modèle où l'incapacité de discrimination est postulée et où sont incluses les observations relatives à la formation de Nisku.
2 Prix des réserves de pétrole constant à 35,78 $/m^3.
3 Prix des réserves de gaz naturel constant à 11,65 $ 10^3 m^3.

dans la partie inférieure du tableau 4-4. Ce qu'il y a de particulièrement intéressant à noter au sujet de ces résultats, c'est que les additions aux réserves aussi bien de pétrole que de gaz naturel sont relativement sensibles à des hausses du prix des réserves de gaz naturel. Il faut toutefois interpréter ces résultats de façon prudente parce qu'ils reposent sur l'hypothèse que le taux des additions aux réserves de gaz naturel demeure constant en fonction des activités cumulatives de forage, ce qui n'est probablement pas vrai dans le cas des augmentations importantes enregistrées au niveau des activités cumulatives de forage dans cet horizon. Une faible hausse du prix des réserves de gaz naturel à seulement 15 $/$10^3$ m^3 a plus d'effet sur les additions aux réserves de pétrole qu'une multiplication par deux du prix des réserves de pétrole.

Au chapitre 2, nous avons parlé du cas où les activités de forage pouvaient être orientées à coup sûr vers la découverte de pétrole ou de gaz naturel (capacité de parfaite discrimination) et nous avons alors montré que les entreprises maximisaient leurs profits en forant jusqu'à ce que la valeur des produits marginaux du forage pétrolier et du forage gazier égale le coût unitaire de forage. Nous avons aussi fait remarquer que l'analyse empirique de ce cas nécessitait qu'on détermine, pour chaque année, les niveaux de l'effort déployé à forer pour du pétrole et pour du gaz. Comme ces niveaux d'activité de forage ne pouvaient être observés directement, ils ont été estimés à partir des données disponibles. Pour cela, nous avons supposé que le taux de découverte de pétrole (ratio du nombre de puits de pétrole complétés sur le nombre de puits visant du pétrole) est le même que le taux de découverte de pétrole et de gaz naturel réunis (ratio du nombre total de puits complétés sur le nombre total de puits visant des sites précis). Si cette hypothèse décrit assez bien la réalité, on peut alors estimer le nombre de puits visant du pétrole puisqu'on peut connaître le nombre de puits de pétrole complétés, le nombre total de puits complétés et le nombre total de puits visant des horizons précis.

Nous présentons au tableau 4-5 les estimations des paramètres de l'équation des additions aux réserves de pétrole et de l'équation des additions aux réserves de gaz naturel non associé dans le cas où les activités de forage peuvent être orientées à coup sûr vers la découverte de pétrole ou de gaz. Comme au tableau 4-2, nous présentons les estimations sans contrainte et les estimations avec contrainte des paramètres de l'équation des additions aux réserves de pétrole qui inclut, puis exclut, les observations relatives à la formation de Nisku. Les estimations avec contrainte pour le gaz naturel non associé figurent également dans ce tableau pour les deux échantillons de données. Il est particulièrement intéressant de noter au sujet des résultats concernant le pétrole que le taux des additions aux

Tableau 4-5

Estimations des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Dévonien supérieur, toutes les zones[1]

	Sans contrainte[2]	Avec contrainte[2]	Sans contrainte[3]	Avec contrainte[3]
		Pétrole		
Paramètre :				
log A	3,596	3,586	4,018	3,654
	(1,942)	(0,553)	(2,051)	(0,566)
α	0,999	-	0,943	-
	(0,292)		(0,306)	
$\beta(10^{-3})$	0,014	0,014	-0,022	-0,007
	(0,120)	(0,095)	(0,130)	(0,100)
R^2	0,36	0,0007	0,37	0,0002
		Gaz naturel non associé[4]		
log A	5,466		4,692	
	(0,266)		(0,488)	
$\beta(10^{-3})$	-0,932		-0,530	
	(0,194)		(0,289)	
R^2	0,46		0,17	

NOTE Erreur type entre parenthèses.

1 Les résultats se rapportent au forage visant du pétrole et au forage visant du gaz naturel.

2 Incluant les dernières observations relatives à la formation de Nisku.

3 Excluant les dernières observations relatives à la formation de Nisku.

4 La première série d'estimations concerne la période 1952-1979 et la deuxième série concerne la période 1961-1979.

réserves ne diminue pas en fonction des activités cumulatives de forage visant du pétrole, de sorte que si la valeur du produit marginal du forage pétrolier excède son coût, il n'existe aucun moyen de déterminer l'offre ultime à partir de ces données en utilisant ce modèle. Quand les observations relatives à la formation de Nisku sont exclues, le coefficient de la variable mesurant les activités cumulatives de forage devient négatif, mais il n'est pas du tout significatif, de sorte que les conclusions restent les mêmes. L'utilisation des estimations avec contrainte incluant les observations relatives à la formation de Nisku donne un taux des additions aux réserves de pétrole de 40,35 x 10^3 m^3, ce qui rend, comme on peut le voir au tableau 4-6, la valeur du produit marginal du forage pour du pétrole égale à 1,5 million de dollars environ lorsque évaluée à un prix des réserves de 38,11 $/$m^3$. Comme le coût des puits dans cet horizon est estimé à seulement 0,37 million de dollars environ, il y a une forte incitation économique à continuer de forer pour du pétrole dans cet horizon, mais il n'y a aucun moyen de déterminer l'offre ultime de pétrole avec ce modèle. Si l'on suppose que le taux des additions aux réserves de pétrole demeure constant et égal au niveau mentionné plus haut, 4 000 nouveaux puits visant du pétrole et permettant d'ajouter 160 x 10^6 m^3 de réserves primaires pourraient être prévus dans cet horizon. Il n'est toutefois pas du tout certain que le nombre cumulatif de puits visant du pétrole puisse augmenter de 50 % sans une diminution du taux des additions aux réserves. Il faudra plus de données avant de pouvoir observer une diminution. À noter aussi que cette prévision ne serait pas très différente si elle était fondée sur des estimations qui excluraient les observations relatives à la formation de Nisku, comme on peut le constater à partir des estimations de la partie inférieure du tableau 4-6.

Même si d'après les estimations du tableau 4-5, le taux des additions aux réserves n'a pas diminué de façon significative en fonction des augmentations des activités cumulatives de forage visant du pétrole, il est difficile d'accepter qu'il s'agisse là d'une situation pouvant durer indéfiniment et c'est pour cela que nous avons fixé arbitrairement une limite supérieure aux activités cumulatives de forage pétrolier dans les calculs qui précèdent. Il pourrait toutefois être utile d'utiliser certains des résultats présentés au tableau 4-5, mais de retenir un taux de diminution inférieur au taux obtenu précédemment à partir du modèle postulant l'incapacité de discrimination, mais un taux qui demeure positif. À titre d'exemple, prenons un taux de diminution de 0,10 x 10^{-3}. Les calculs indiquent que dans ce scénario il vaudrait la peine d'ajouter un volume supplémentaire de 62,3 x 10^6 m^3 aux réserves de pétrole du Dévonien supérieur dans le cas où le prix des réserves est de 35,78 $/$m^3$. Aux prix plus élevés de 50 $/$m^3$ et de 70 $/$m^3$, il serait rentable d'ajouter des volumes supplémentaires de 85,4 x 10^6 m^3 et de 106,5 x 10^6 m^3, respectivement. L'élasticité-prix des additions aux réserves entre ces deux derniers prix est évaluée à 0,62. Il faut toutefois faire remarquer de nouveau que ces calculs ne sont qu'un exemple et qu'ils ne reposent sur aucune série d'estimations empiriques. Néanmoins, cet exemple a servi à illustrer le cas plausible caractérisé par une faible diminution du taux des additions aux réserves en fonction d'augmentations des activités cumulatives de forage visant du pétrole.

Si nous comparons ces résultats, qui supposent une capacité de parfaite discrimination, avec les résultats qui supposent une totale incapacité de discrimination, nous constatons que les estimations varient entre 60 et 160 millions de m^3 de réserves additionnelles de pétrole exploitable par récupération primaire, suivant le prix des réserves de pétrole et des réserves de gaz naturel. Comme nous l'avons fait remarquer précédemment, ces deux séries d'estimations peuvent être considérées comme représentant des cas extrêmes puisque l'une suppose qu'il n'est aucunement possible de déterminer

Tableau 4-6

Valeur du produit marginal du forage dans le Dévonien supérieur, toutes les zones[1]

	Valeur du produit marginal du forage pour du pétrole (en millions de dollars)	Réserves de pétrole (10^6 m^3)	Coût par puits	Valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel	Réserves de gaz naturel non associé (10^9 m^3)
			En millions de dollars		
Nombre cumulatif de puits visant du pétrole :					
8 175[2]	1,537[3]				
12 175	1,537	715,4	0,370	–	–
8 175	1,392[4]	554,4	0,370	–	–
12 175	1,392	700,6	0,370	–	–

1 Résultats fondés sur des estimations avec contrainte à partir du modèle où la capacité de discrimination est postulée; prix de 1981.
2 Nombre estimatif de puits en 1981.
3 Incluant les observations relatives à la formation de Nisku.
4 Excluant les observations relatives à la formation de Nisku.

a priori les zones productives de pétrole et les zones productives de gaz et l'autre, qu'il est toujours possible de le faire. La réalité se situe probablement quelque part entre ces deux extrêmes, de sorte qu'une estimation plus raisonnable de l'offre ultime de pétrole provenant de cet horizon pourrait être plus près de 110 à 120 millions de m^3.

Les résultats ayant trait aux réserves de gaz naturel non associé présentés dans le tableau 4-5 sont des estimations avec contrainte portant sur deux périodes : 1952-1979 et 1961-1979. La première série d'estimations montre que le taux des additions aux réserves de gaz naturel non associé diminue de façon significative en fonction des activités cumulatives de forage visant du gaz naturel. Cela n'est pas surprenant si l'on remarque que tout au long des années 50, le niveau des activités de forage visant du gaz naturel dans cet horizon a été très bas, les gisements de gaz naturel ayant surtout été découverts par suite d'activités de forage pour du pétrole. À cause de cela, le taux des additions aux réserves de gaz naturel en fonction des activités de forage visant du gaz naturel a été plutôt élevé. Quand on commence l'analyse des données en 1961, on décèle toujours une tendance à la baisse, mais cette baisse n'est plus significative en termes statistiques. Bien que les résultats ne figurent pas dans le tableau 4-5, si l'analyse commence en 1966, la diminution du taux des additions aux réserves de gaz naturel en fonction des activités cumulatives de forage visant du gaz naturel est encore moins évidente.

Il ressort clairement du tableau 4-6 que la valeur du produit marginal des activités de forage visant du gaz naturel est inférieure au coût du forage dans l'horizon du Dévonien supérieur. Cela est vrai pour les deux séries d'estimations des paramètres de l'équation des additions aux réserves de gaz naturel non associé qui figurent dans le tableau 4-5. À moins que le prix des réserves de gaz naturel ne dépasse 25 $ le mille m^3, il n'y a aucune incitation économique à effectuer des forages visant du gaz naturel dans cet horizon.

Beaverhill Lake et Dévonien inférieur

L'analyse des approvisionnements provenant de cet horizon inclut toutes les zones du bassin de l'Alberta à l'exception de la zone 5 qui sera étudiée séparément. Les réserves découvertes dans cet horizon représentent environ 18 % du total des réserves de pétrole exploitable par récupération primaire et environ 4 % des réserves de gaz naturel non associé; elles se trouvent principalement dans les zones 0 et 7. On trouvera dans le tableau E-2 de l'appendice E des données sur les additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel et sur le nombre de puits visant cet horizon en particulier, lesquelles données ont été tirées des appendices C et D. Comme dans le tableau E-1, les données sur les additions aux réserves qui figurent dans le tableau E-2 ont été lissées. Le tableau 4-7 présente, d'une part, les estimations sans contrainte et, d'autre part, les estimations avec contrainte des paramètres de l'équation des additions aux réserves de pétrole et des paramètres de l'équation des additions aux réserves de gaz naturel. Pour cet horizon, l'équation des additions aux réserves de pétrole dont les paramètres sont soumis à une contrainte est relativement bien ajustée aux observations et fait voir une tendance à la baisse accentuée et significative en termes statistiques du taux des additions aux réserves de pétrole en fonction des activités cumulatives de forage.

Tableau 4-7

Estimations des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, toutes les zones sauf la zone 5

	Pétrole		Gaz naturel non associé[1], sans contrainte	
	Sans contrainte	Avec contrainte		
Paramètre :				
log A	7,66 (2,92)	5,41 (0,68)	-1,05 (1,13)	2,75 (4,45)
α	0,57 (1,54)			
$\beta(10^{-3})$	-0,85 (0,22)	-0,84 (0,21)	0,82 (0,36)	-0,075 (1,14)
R^2	0,47	0,42	0,20	0,0004

1 Les valeurs figurant dans la première colonne sont fondées sur les observations se rapportant à toutes les années de la période étudiée, tandis que celles de la deuxième colonne sont fondées sur les observations se rapportant aux 14 dernières années.

Les réserves de gaz naturel non associé dans cet horizon proviennent principalement du gisement de Kabob South. Découvert en 1961, ce gisement a produit d'importantes additions aux réserves en 1968 et 1969, mais celles-ci ont été révisées de façon appréciable à la baisse en 1975, 1978 et 1980. Le tableau C-5 de l'appendice C montre à quel point ces ajustements ont été les principaux facteurs qui rendent compte pour chacune de ces années du total des additions aux réserves et c'est parce que ces ajustements ont été à ce point déterminants que nous avons procédé à un lissage en utilisant la méthode décrite précédemment. Mais même ce lissage n'a pas produit de très bons résultats dans le cas de l'équation des additions aux réserves de gaz naturel. Comme les principales découvertes de gaz naturel ont eu tendance à venir plus tard dans la mise en valeur de cette région, les résultats dérivés de l'échantillon contenant toutes les observations indiquent que le taux des additions aux réserves de gaz naturel augmente en fonction des activités cumulatives de forage. Toutefois, lorsqu'on analyse les 14 dernières années séparément, ce n'est plus une augmentation que l'on observe mais une diminution faible, quoique non significative en termes statistiques, du taux des additions aux réserves de gaz naturel en fonction des activités cumulatives de forage. Étant donné ces résultats, le calcul des prévisions du taux des additions aux réserves de gaz naturel a été fondé sur un taux moyen des données ajustées sur les additions aux réserves de gaz naturel des cinq dernières années.

Le tableau 4-8 illustre les résultats des calculs de la valeur du produit marginal du forage pour du pétrole et pour du gaz naturel ainsi que les résultats des calculs du nombre cumulatif de puits. Dans le cas où le coût unitaire des puits est de 0,690 million de dollars environ, cette approche montre que la valeur du produit marginal du forage autant pour du pétrole que pour du gaz naturel n'est pas suffisamment grande pour garantir qu'il vaille la peine d'effectuer d'autres forages dans l'horizon. Même si les estimations indiquent qu'aux prix des réserves de 1981, il n'est pas économiquement rentable d'effectuer d'autres forages dans l'horizon, nous indiquons à titre d'illustration dans le tableau 4-8 la valeur du produit marginal du forage pour du pétrole comme pour du gaz naturel et le volume des réserves qui seraient obtenues pour un volume plus élevé d'activités cumulatives de forage. Le tableau montre qu'un nombre additionnel de 1 700 nouveaux puits ne devrait ajouter que 2,5 x 10^6 m^3 de réserves primaires de pétrole. Il est vrai que les additions possibles aux réserves de gaz naturel seraient plus importantes, mais leur calcul se fonde sur des estimations précaires.

Si les prix des réserves de pétrole et de gaz naturel augmentent suffisamment, il pourrait y avoir alors une incitation économique à forer plus de puits. Si le prix des réserves de gaz naturel est maintenu constant, le prix des réserves de pétrole doit augmenter jusqu'à 72 $/$m^3$ environ pour créer une incitation économique à forer d'autres puits. Par conséquent, la courbe d'offre des réserves de pétrole dans cette région est à peu près verticale jusqu'à ce prix. Toutefois, en raison du taux élevé des additions aux réserves de gaz naturel, le prix des réserves de gaz naturel n'a pas à augmenter beaucoup pour rendre économiquement rentable le forage de nouveaux puits. Si ce prix devait dépasser 13,80 $/$10^3$ m^3 environ, la somme des valeurs du produit marginal du forage pour du pétrole et du produit marginal du forage pour du gaz naturel au niveau du nombre cumulatif actuel de puits augmente alors au-dessus du coût unitaire de forage. Étant donné que le taux des additions aux réserves de gaz naturel est gardé constant, il n'est pas possible de déterminer la limite économique à imposer au nombre cumulatif de puits, mais si ce nombre devait atteindre 7 000 puits, on découvrirait un volume supplémentaire d'environ 2,5 x 10^6 m^3 de pétrole et un volume supplémentaire d'environ 74 x 10^9 m^3 de gaz naturel non associé. Le tableau 4-9 montre les changements résultant de ces variations des prix des réserves de pétrole et de gaz naturel.

Tableau 4-8

Valeur du produit marginal du forage dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, toutes les zones sauf la zone 5[1]

	Valeur du produit marginal du forage pour du pétrole	Valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel	Coût par puits	Réserves de pétrole (10^6 m^3)	Réserves de gaz naturel non associé (10^9 m^3)
	En millions de dollars				
Nombre cumulatif de puits :					
5 260[2]	0,104	0,495	0,690	236,8	84,5
7 000	0,024	0,495	0,690	239,3	158,4

1 Résultats fondés sur des estimations avec contrainte à partir du modèle où l'incapacité de discrimination est postulée; prix et coûts de 1981.
2 Nombre estimatif de puits en 1981.

L'offre des réserves de pétrole dans cet horizon a également été analysée dans le cas où une capacité de parfaite discrimination est postulée. Comme la plupart des forages effectués dans l'horizon visaient à exploiter des zones productives possibles de pétrole, les estimations des paramètres de l'équation des additions aux réserves de pétrole qui sont présentées dans le tableau 4-10 sont très voisines des estimations figurant dans le tableau 4-7. Si les activités cumulatives de forage pour du pétrole s'établissent au niveau estimé pour 1981, le taux des additions aux réserves de pétrole est de 4,24 x 10^3 m^3 par puits de pétrole, ce qui donne une valeur du produit marginal d'environ 0,162 million de dollars pour un prix de 38,11 $/m^3. Comme le coût unitaire des puits forés dans cet horizon est de 0,690 million de dollars environ, il n'y a aucune incitation économique à forer pour du pétrole dans cet horizon. Même si le prix des réserves de pétrole était doublé, atteignant alors tout près de 75 $/m^3, il n'y aurait toujours pas d'incitation à ajouter aux réserves de pétrole. Par conséquent, comme dans l'analyse précédente, nous concluons que le potentiel en pétrole exploitable de cet horizon est faible, même si les prix des réserves devaient augmenter de façon appréciable.

Tableau 4-9

Volumes des approvisionnements en pétrole et en gaz naturel en fonction des variations des prix des réserves dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, toutes les zones sauf la zone 5[1]

	Nombre cumulatif de puits	Additions aux réserves de pétrole	Réserves de pétrole	Additions aux réserves de gaz naturel	Réserves de gaz naturel
		10^6 m^3		10^9 m^3	
Prix des réserves de pétrole[2] ($/m^3) :					
35,78	5 260	0,0	236,8	0,0	84,5
70,00[3]	5 260	0,0	236,8	0,0	84,5
Prix des réserves de gaz naturel[4] ($/$10^3$ m^3) :					
11,65	5 260	0,0	236,8	0,0	84,5
14,00	7 000	2,5	239,3	73,9	158,4

1 Résultats fondés sur des estimations avec contrainte à partir du modèle où l'incapacité de discrimination est postulée.
2 Prix des réserves de pétrole constant à 35,78 $/m^3.
3 À un prix de 72 $/m^3, il devient rentable de forer d'autres puits.
4 Prix des réserves de gaz naturel constant à 11,65 $/$10^3$ m^3.

Tableau 4-10

Estimations des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, toutes les zones sauf la zone 5[1]

	Pétrole		Gaz naturel non associé[2], sans contrainte
	Sans contrainte	Avec contrainte	
Paramètre :			
log A	8,363 (2,765)	5,414 (0,725)	4,966 (1,237)
α	0,444 (0,503)	–	–
$\beta(10^{-3})$	-0,880 (0,244)	-0,824 (0,240)	-2,333 (5,656)
R^2	0,44	0,36	0,014

1 Les résultats se rapportent au forage visant du pétrole et au forage visant du gaz naturel.
2 Valeurs fondées sur les observations relatives à la période 1966-1979.

Le tableau 4-10 présente également les estimations pour le gaz naturel non associé fondées sur les activités de forage visant du gaz naturel. Seules les données portant sur la période commençant en 1966 pouvaient être utilisées parce que, avant cette année-là, toutes les activités de forage dans l'horizon en question visaient à découvrir du pétrole. Les estimations montrent que le taux des additions aux réserves de gaz naturel non associé diminue en fonction des activités cumulatives de forage visant du gaz naturel, mais que cette diminution ne diffère pas de 0 de façon significative. Le taux des additions est d'environ 54 x 10^6 m^3 par puits, ce qui rend la valeur du produit marginal du forage égale à environ 0,630 million de dollars par puits visant du gaz naturel. Il semblerait donc qu'une petite hausse du prix des réserves de gaz naturel suffirait pour faire en sorte qu'il vaille la peine économiquement de forer pour du gaz naturel. Il faut toutefois interpréter ces résultats avec prudence, étant donné qu'ils sont déterminés d'abord et avant tout par les observations relatives à un seul gisement, celui de Kabob South. Ils sont en outre très influencés par le lissage des données dont nous avons déjà parlé. Si l'on procède à une analyse des données non lissées sur le gaz naturel non associé dans cet horizon, on constate que la dernière partie de la période étudiée est effectivement caractérisée par des révisions à la baisse plutôt importantes du volume des réserves de gaz naturel. Par conséquent, le recours à une méthode de lissage légèrement différente pourrait modifier de façon notable les résultats relatifs au gaz naturel.

Mannville

L'horizon de Mannville renferme un grand nombre de gisements de pétrole et de gaz naturel de dimensions relativement petites qui représentent environ 7 % des réserves de pétrole et 38 % des réserves de gaz naturel découvertes jusqu'à maintenant dans le bassin de l'Alberta. Cet horizon a été particulièrement important du fait qu'il a produit des volumes considérables de gaz naturel non associé au cours des dernières années, lesquels ont représenté environ 53 % du total des additions aux réserves de gaz naturel enregistrées pendant les cinq années précédant 1981. Selon toute vraisemblance, ces gisements continueront de représenter une bonne partie des nouvelles additions aux réserves de gaz naturel.

Le tableau E-3 de l'appendice E regroupe les données sur les additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel et sur les activités de forage visant l'horizon de Mannville qui ont été tirées des appendices C et D. Le tableau 4-11 présente les estimations fondées sur ces données des paramètres de l'équation des additions aux réserves de pétrole et des paramètres de l'équation des additions aux réserves de gaz naturel. Par souci d'espace, nous avons inclus dans le même tableau les estimations fondées sur les deux hypothèses relatives à la capacité de discrimination. Dans ce tableau, ainsi que dans les tableaux similaires à venir, seules les estimations obtenues lorsqu'une contrainte est imposée aux paramètres sont présentées étant donné que ce sont ces estimations qui seront utilisées pour calculer la valeur du produit marginal du forage et l'offre ultime et qu'elles sont essentiellement comparables aux estimations obtenues lorsque aucune contrainte n'est imposée aux paramètres. Les résultats obtenus montrent une diminution lente mais significative du taux des additions aux réserves de pétrole en fonction de l'augmentation des activités cumulatives de forage. Le taux des additions aux réserves de gaz naturel demeure quant à lui à peu près constant en fonction des activités cumulatives de forage.

Le tableau 4-12 présente les résultats des calculs de la valeur du produit marginal du forage pour du pétrole, de la valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel et du coût unitaire de forage. Il montre que la valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel excède le coût unitaire de forage. Comme la valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel excède le coût unitaire de forage et comme rien n'indique que le taux des additions aux réserves de gaz naturel diminue en fonction de l'augmentation des activités cumulatives de forage, il est impossible de déterminer une limite économique qui serait imposée à l'offre de gaz naturel puisqu'il est toujours profitable de forer de nouveaux puits. À

Tableau 4-11

Estimations des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans l'horizon de Mannville, toutes les zones

	Pétrole[1]		Gaz naturel non associé[2]	
Paramètre :				
log A	1,67	2,317	3,25	4,098
	(0,30)	(0,310)	(0,14)	(0,143)
$\beta(10^{-3})$	-0,117	-0,218	-0,012	-0,052
	(0,032)	(0,066)	(0,015)	(0,030)
R^2	0,31	0,27	0,02	0,09

NOTE Erreur type entre parenthèses.
1 La deuxième colonne affiche les résultats se rapportant au forage visant du pétrole.
2 La deuxième colonne affiche les résultats se rapportant au forage visant du gaz naturel.

remarquer encore une fois qu'il est peu probable que le taux des additions aux réserves de gaz naturel demeure constant indéfiniment, de sorte qu'il est raisonnable d'imposer une limite supérieure aux activités cumulatives de forage. Nous avons estimé les paramètres de l'équation des additions aux réserves de pétrole et ceux de l'équation des additions aux réserves de gaz naturel en considérant un nombre additionnel de 12 240 nouveaux puits, ce qui porterait le nombre total de puits dans cet horizon à 40 000, dans le but principal de calculer l'incidence d'une augmentation du nombre de puits dans cet horizon sur les réserves additionnelles de pétrole. Comme le montre le tableau 4-12, les puits additionnels ne font qu'ajouter un volume supplémentaire de 1,3 x 10^6 m^3 de pétrole, et ces additions aux réserves de pétrole se produisent à cause de l'incitation à forer créée par les recettes à tirer des découvertes de gaz naturel. Si le taux des additions aux réserves de gaz naturel demeure constant, tel que supposé, alors un volume supplémentaire de 310 x 10^9 m^3 de gaz naturel pourrait être prévu de cet horizon.

Étant donné l'importance des dernières découvertes dans l'horizon de Mannville, ces estimations de l'offre potentielle de pétrole provenant de cet horizon peuvent sembler peu élevées. Mais même si l'on veut être plus optimiste et supposer que le taux moyen des additions pour les cinq dernières années se maintiendra pour un certain temps, les perspectives concernant les additions aux réserves de pétrole provenant de l'horizon de Mannville demeurent toujours peu reluisantes. Le taux moyen des additions aux réserves de pétrole pour la période 1977-1981 est d'environ 1,2 x 10^3 m^3 par puits. Si ce taux reste le même, ce qui est douteux, les 12 239 puits additionnels ajouteraient un volume supplémentaire de 14,7 x 10^6 m^3 de pétrole (voir le tableau 4-12). Cela est de beaucoup supérieur au volume supplémentaire de 1,3 x 10^6 m^3 prévu par l'équation des additions aux réserves de pétrole dont les paramètres estimés figurent dans le tableau 4-13, mais demeure quand même peu important dans l'ensemble. Comme les découvertes dans cet horizon ont été relativement importantes en 1980-1981, nous avons décidé d'estimer à nouveau les paramètres de l'équation des additions aux réserves, mais en incluant cette fois ces dernières observations. Il en a découlé une prévision des additions aux réserves de pétrole quelque peu plus optimiste, soit de l'ordre de 4,1 x 10^6 m^3.

On trouve également dans le tableau 4-11 les estimations des paramètres de l'équation des additions aux réserves de pétrole fondées sur des activités de forage visant du pétrole et les estimations des paramètres de l'équation des additions aux réserves de gaz naturel non associé fondées sur des activités de forage

Tableau 4-12

Valeur du produit marginal du forage dans l'horizon de Mannville, toutes les zones

	Valeur du produit marginal du forage pour du pétrole	Valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel	Coût par puits	Réserves de pétrole (10^6 m^3)	Réserves de gaz naturel non associé (10^9 m^3)
	En millions de dollars				
Nombre cumulatif de puits :					
27 761[2]	0,008	0,292	0,200	87,5	678,8
40 000	0,002	0,292	0,200	88,8	987,5

1 Résultats fondés sur des estimations avec contrainte à partir du modèle où l'incapacité de discrimination est postulée.
2 Nombre estimatif de puits en 1981.

visant du gaz naturel. Si les activités cumulatives de forage pour du pétrole s'établissent au niveau estimé pour 1981, le taux estimé des additions aux réserves de pétrole est d'environ 0,60 x 10^3 m^3 par puits; à un prix des réserves de 39,86 $/$m^3$ (incluant la valeur du gaz naturel associé), cela donne une valeur du produit marginal du forage pour du pétrole de 0,023 million de dollars par puits. Comme le coût unitaire des puits dans cet horizon est d'environ 0,200 million de dollars, il faudrait que le prix des réserves de pétrole soit presque 10 fois plus élevé pour qu'il vaille la peine économiquement d'effectuer du forage pour du pétrole dans cet horizon.

Le cas du gaz naturel non associé dans cet horizon est complètement différent. Selon nos estimations, le taux des additions aux réserves de gaz naturel est d'environ 28,8 x 10^6 m^3 par puits; à un prix de 11,65 $/$10^3$ m^3, cela donne une valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel de 0,340 million de dollars, de sorte qu'il y a une incitation très nette à forer pour du gaz naturel à ce prix. Il faudrait que les prix du gaz naturel chutent de presque 50 % pour éliminer cette incitation.

Étant donné que le taux des additions aux réserves de gaz naturel diminue en fonction de l'augmentation des activités de forage pour du gaz naturel, il est possible d'établir une fonction d'offre des réserves ultimes de gaz naturel non associé provenant de cet horizon, même s'il est à remarquer que le coefficient de la variable mesurant les activités cumulatives de forage pour du gaz naturel est relativement instable. Le tableau 4-13 présente ces résultats. Si le prix des réserves de gaz naturel devait demeurer à son niveau de 1981, soit à 11,65 $/$10^3$ m^3, on pourrait s'attendre à un volume supplémentaire de 223 x 10^9 m^3 de gaz naturel provenant de cet horizon. Si le prix des réserves de gaz naturel devait atteindre des niveaux plus élevés, on pourrait s'attendre à des additions aux réserves de gaz naturel encore plus importantes, comme le montre le tableau. À 25 $/$10^3$ m^3, on pourrait s'attendre à un volume supplémentaire de 400 x 10^9 m^3 de gaz naturel.

Les estimations présentées dans les tableaux 4-12 et 4-13 montrent très clairement l'état de l'offre de pétrole et de gaz naturel pour l'horizon de Mannville. Il existe déjà une incitation à forer dans cet horizon à cause des perspectives concernant le gaz naturel et, si l'on postule l'incapacité de discrimination, un peu de pétrole sera découvert au cours des forages pour du gaz naturel, disons de l'ordre de 2 à 3 x 10^6 m^3. Si l'on suppose une capacité de parfaite discrimination, il n'y a pas d'incitation à forer pour du pétrole, de sorte qu'aucun volume supplémentaire de pétrole ne peut être espéré. Selon l'une et l'autre des deux hypothèses, les perspectives concernant les découvertes de gaz naturel sont très bonnes.

Tableau 4-13

Volumes des approvisionnements en pétrole et en gaz naturel en fonction de variations des prix des réserves dans l'horizon de Mannville, toutes les zones

	Nombre cumulatif de puits visant du gaz naturel	Additions aux réserves de gaz naturel	Réserves de gaz naturel
		10^9 m^3	
Prix des réserves de gaz naturel ($/$10^3$ m^3) :			
7,00	14 176	0,0	455,9
11,65	24 099	223,0	678,9
15,00	28 951	296,6	752,5
25,00	38 757	399,0	854,9

Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, zone 5

Cet horizon renferme le site pétrolifère bien connu de Rainbow-Zama et a produit environ 10 % des réserves de pétrole découvertes jusqu'à maintenant, mais un très faible pourcentage des réserves de gaz naturel découvertes dans le bassin de l'Alberta. Nous l'avons considéré à part, sans le rattacher au reste du Dévonien inférieur et du Beaverhill Lake, à cause de son éloignement géographique et du caractère unique de ses gisements. Une des caractéristiques des données sur les additions aux réserves pour ce site, c'est que pour un certain nombre d'années, les additions aux réserves sont négatives. Essentiellement, notre façon de procéder a consisté à attribuer initialement d'importantes réserves aux gisements, puis de les réviser à la baisse au cours des années subséquentes qui ont produit une diminution non caractéristique plutôt qu'un accroissement des réserves. Afin d'utiliser ces données pour estimer les paramètres des équations des additions aux réserves, nous les avons lissées de la façon dont nous avons parlé précédemment, c'est-à-dire que nous avons compensé les additions négatives par emprunt aux additions positives antérieures pour les gisements découverts entre 1967 et 1973.

Le tableau E-4 de l'appendice E présente, pour ce site, les données lissées sur les additions aux réserves de pétrole et les données sur les activités de forage visant cet horizon précis. Il n'y a pas suffisamment de gaz naturel non associé dans cet horizon pour l'inclure dans l'étude. Les estimations avec contrainte des paramètres de l'équation des additions aux réserves de pétrole, la valeur du produit marginal du forage pour du pétrole et le coût unitaire de forage figurent dans le tableau

4-14. Étant donné qu'au niveau actuel des activités cumulatives de forage, la valeur du produit marginal du forage pour du pétrole est inférieure au coût unitaire de forage, il n'y a pas d'incitation économique à continuer de forer dans cette région. Il faudrait que le prix des réserves de pétrole atteigne 67,51 $/m^3$ et que les coûts unitaires de forage demeurent constants pour qu'il y ait une incitation économique à continuer de forer. Par conséquent, la courbe d'offre pour l'horizon demeure verticale jusqu'au prix de 67,51 $/m^3$, après quoi elle aurait une pente positive, mais même si le prix dépassait de beaucoup ce niveau, les estimations montrent que très peu d'additions aux réserves de pétrole pourraient être prévues, bien qu'il existe une incitation à forer un certain nombre de puits additionnels.

Tableau 4-14

Estimations des paramètres de l'équation des additions aux réserves de pétrole et valeur du produit marginal du forage pour du pétrole dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, zone 5[1]

Paramètres de l'équation des additions aux réserves :	
log *A*	5,990
	(0,533)
$\beta(10^{-2})$	-0,378
	(0,067)
R^2	0,72
Données sur les forages pour du pétrole :	
Nombre cumulatif de puits	1,109[2]
Valeur du produit marginal du forage pour du pétrole (en millions de dollars)	0,220
Coût par puits (en millions de dollars)	0,412

NOTE Erreur type entre parenthèses.

1 Les résultats se rapportent au cas où l'incapacité de discrimination est postulée, mais comme presque tous les forages effectués dans cet horizon visaient du pétrole, les résultats s'appliquent également au cas où la discrimination parfaite est possible.

2 Nombre estimatif de puits en 1981.

Étant donné que presque tous les forages effectués dans cet horizon ont été des forages visant du pétrole et que peu de gaz naturel non associé a été découvert, nous ne présentons pas ici de résultats distincts concernant les forages pour du pétrole et les forages pour du gaz naturel. Les estimations des paramètres de l'équation des additions aux réserves de pétrole fondées uniquement sur des activités de forage visant du pétrole sont donc pratiquement identiques aux estimations figurant dans le tableau 4-14.

Crétacé supérieur, zone 8

L'offre de pétrole provenant de la région formée par l'horizon du Crétacé supérieur et la zone 8 est constituée en grande partie des découvertes faites dans la formation de Cardium, laquelle est dominée par un seul gisement, celui de Pembina. Cet horizon a fourni environ 13 % des réserves de pétrole découvertes dans le bassin de l'Alberta et exploitables par récupération primaire. Du fait que les approvisionnements en pétrole provenant de cet horizon ont été dominés par un seul gisement dont les estimations des réserves ont été soumises à des révisions importantes autant à la hausse qu'à la baisse, l'analyse de l'offre provenant de cet horizon est difficile à faire. Comme nous l'avons déjà observé, le modèle des additions aux réserves ne peut traiter les additions aux réserves négatives et il y a plusieurs années pour lesquelles des additions négatives importantes ont été enregistrées dans le gisement de Pembina. Nous avons surmonté cette difficulté en lissant les données, c'est-à-dire en compensant les additions négatives par emprunt d'additions positives. Ces données lissées ainsi que les données sur les activités de forage visant l'horizon en question sont présentées dans le tableau E-5 de l'appendice E. Les additions aux réserves de gaz naturel non associé ne sont pas incluses dans ce tableau parce qu'elles sont très peu importantes dans cette région. Ainsi, l'incitation économique à forer d'autres puits dans cette région dépend exclusivement des perspectives relatives au pétrole et au gaz naturel associé.

Dans le tableau 4-15 figurent, pour cet horizon, les estimations des paramètres de l'équation des additions aux réserves de pétrole, la valeur du produit marginal du forage pour du pétrole et le coût unitaire de forage. D'après ce tableau, il y a eu une baisse sensible du taux des additions aux réserves de pétrole en fonction de l'augmentation des activités cumulatives de forage. Le tableau montre également que la valeur du produit marginal du forage pour du pétrole (incluant le gaz naturel associé) est inférieure au coût de forage, de sorte qu'il ne semble pas qu'il vaille la peine économiquement de continuer de forer dans cet horizon. Il faudrait que le prix des réserves de pétrole soit presque triplé pour qu'il y ait une incitation économique à ajouter aux réserves déjà établies. Par conséquent, la courbe d'offre de pétrole provenant de cet horizon devrait être presque verticale pour des prix des réserves de pétrole compris entre le prix actuel de 35,78 $/m^3$ et un prix de 112 $/m^3$.

L'analyse de l'offre potentielle ultime de pétrole et de gaz naturel provenant de cet horizon, lequel est dominé par le gisement de Pembina, soulève quelques questions intéressantes ayant trait à l'espacement des puits et à son incidence sur les données relatives aux additions aux réserves et aux activités de forage et,

Tableau 4-15

Estimations des paramètres de l'équation des additions aux réserves de pétrole et valeur du produit marginal du forage pour du pétrole dans le Crétacé supérieur, zone 8

Paramètres de l'équation des additions aux réserves :	
log A	4,503
	(0,880)
$\beta(10^{-3})$	0,494
	(0,179)
R^2	0,23
Données sur les forages pour du pétrole :	
Nombre cumulatif de puits	7,137[1]
Valeur du produit marginal du forage pour du pétrole (en millions de dollars)	0,106
Coût par puits (en millions de dollars)	0,310

NOTE Erreur type entre parenthèses.
1 Nombre estimatif de puits en 1981.

donc, sur les estimations des paramètres. L'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta (ERCB) administre les règlements concernant l'espacement minimum à respecter entre les puits qui, dans les gisements où le pétrole ne passe pas facilement à travers la structure des pores de la roche, peut empêcher de récupérer tout le pétrole. Si les données sont générées en tenant compte d'un ensemble de règlements concernant l'espacement des puits et que ces règlements sont ensuite modifiés de telle sorte qu'il n'est pas possible de récupérer tout le pétrole, les estimations des paramètres produiront des résultats trompeurs. Il est possible que cela soit le cas pour l'horizon en question parce que la modification totale ou partielle des règlements concernant l'espacement des puits au-dessus du gisement de Pembina peut augmenter le potentiel de cette région au-delà de ce que l'analyse des données chronologiques pourrait indiquer.

Encore une fois, presque tous les puits forés dans cet horizon visaient le pétrole. Nous ne présentons donc pas de résultats distincts dans ce cas, car ils sont à peu près identiques à ceux du tableau 4-15.

Viking et sédiments équivalents

Cet horizon a été le site d'environ 2 % de toutes les réserves de pétrole découvertes dans le bassin de l'Alberta et exploitables par récupération primaire et d'environ 12 % de tout le gaz naturel non associé découvert dans ce même bassin. Le ratio moyen gaz naturel/pétrole est aussi élevé, ce qui a pour effet de faire augmenter la valeur des découvertes de pétrole. Le tableau E-6 de l'appendice E présente, pour cet horizon, les données lissées sur les additions aux réserves de pétrole et sur les additions aux réserves de gaz naturel, de même que les données sur les activités de forage visant cet horizon. Ce sont ces données que nous avons utilisées pour estimer les paramètres de chacune des équations des additions aux réserves; les estimations figurent dans le tableau 4-16. Les estimations indiquent une diminution du taux des additions aux réserves de pétrole en fonction de l'augmentation des activités cumulatives de forage, mais les équations sont mal ajustées aux données. Comme pour la plupart des autres horizons étudiés, le taux de découverte de gaz naturel non associé dans cet horizon est presque constant en fonction de l'augmentation des activités cumulatives de forage. Cela est attribuable au fait que d'importantes additions aux réserves de gaz naturel ont été enregistrées au cours des dernières années.

Tableau 4-16

Estimations des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans l'horizon de Viking, toutes les zones

	Pétrole[1]		Gaz naturel non associé[2]	
Paramètre :				
log A	1,845	2,847	3,705	4,199
	(0,555)	(0,562)	(0,617)	(0,552)
$\beta(10^{-3})$	-0,401	-0,486	-0,113	-0,235
	(0,240)	(0,697)	(0,267)	(0,365)
R^2	0,09	0,02	0,066	0,014

NOTE Erreur type entre parenthèses.
1 La deuxième colonne affiche les résultats se rapportant au forage visant du pétrole.
2 La deuxième colonne affiche les résultats se rapportant au forage visant du gaz naturel.

Dans le tableau 4-17 figurent les résultats des calculs de la valeur du produit marginal du forage pour du pétrole et du forage pour du gaz naturel dans l'horizon de Viking. Tant que le prix des réserves de gaz naturel et les coûts de forage ne changent pas, il se dégage des résultats une incitation très nette à continuer de forer, mais il est à noter que presque toute l'incitation est attribuable à la valeur des additions aux réserves de gaz naturel non associé. Bien entendu, il faut de nouveau remarquer qu'il est peu probable que le taux des additions aux réserves de gaz naturel demeure constant indéfiniment, d'autant plus que les estimations des paramètres présentées dans le tableau

Tableau 4-17

Valeur du produit marginal du forage dans l'horizon de Viking, toutes les zones[1]

	Valeur du produit marginal du forage pour du pétrole	Valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel	Coût par puits		Réserves de pétrole (10^6 m^3)	Réserves de gaz naturel non associé (10^9 m^3)
			Pétrole	Gaz		
	En millions de dollars					
Nombre cumulatif de puits :						
5 257[2]	0,044	0,261	0,343	(0,200)	29,6	267,6
10 000	0,007	0,261	0,343	(0,200)	31,2	374,6

1 Résultats fondés sur des estimations avec contrainte à partir du modèle où l'incapacité de discrimination est postulée; prix et coûts de 1981.
2 Nombre estimatif de puits en 1981.

4-16 montrent que le taux des additions aux réserves de gaz naturel diminue en fonction des activités cumulatives de forage. Toutefois, pour cet horizon, comme pour la plupart des autres horizons étudiés, le paramètre montrant la diminution est si instable qu'un taux constant a été utilisé pour prévoir les additions aux réserves de gaz naturel.

Dans le tableau 4-17 figurent le volume des réserves de pétrole et celui des réserves de gaz naturel non associé pour un nombre cumulatif de 10 000 puits. On constate qu'en doublant ou presque le nombre de puits visant cet horizon, on n'ajoute aux réserves de pétrole établies qu'un volume supplémentaire de 1,6 x 10^6 m^3, alors que les réserves de gaz naturel s'accroissent de 106 x 10^9 m^3. Dans ce tableau, nous faisons intervenir deux coûts des puits. D'une part, étant donné que les gisements de pétrole contenus dans l'horizon de Viking, lesquels sont surtout concentrés dans la zone 8, sont situés à des profondeurs relativement importantes, c'est le premier coût qui s'applique à eux. D'autre part, les gisements de gaz naturel contenus dans l'horizon de Viking, lesquels sont surtout concentrés dans les autres zones, sont moins profonds, de sorte que c'est le second coût (indiqué entre parenthèses) qui s'applique le mieux à ces gisements. Dans ces conditions, il existe une incitation à forer davantage de puits et cette incitation vient entièrement de l'incitation à forer pour du gaz naturel. Mais si le taux des additions aux réserves de gaz naturel demeure constant en fonction des activités cumulatives de forage, la valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel doit alors être inférieure au coût unitaire de forage pour que l'offre réagisse à une variation du prix des réserves de gaz naturel. Si elle est supérieure, alors une hausse du prix n'entraîne pas une augmentation des réserves ultimes de gaz naturel.

Dans le cas où l'on postule une capacité de parfaite discrimination, c'est-à-dire dans le cas où l'on suppose que les activités de forage peuvent être orientées à coup sûr vers la découverte de pétrole ou de gaz, les résultats obtenus sont modifiés. Le tableau 4-16 présente également les estimations des paramètres des deux équations des additions aux réserves fondées, les unes, sur des activités de forage visant du pétrole, les autres, sur des activités de forage visant du gaz naturel. Si les activités cumulatives de forage pour du pétrole s'établissent au niveau estimé pour 1981, le taux des additions aux réserves de pétrole est d'environ 8,0 x 10^3 m^3 par puits; à un prix des réserves de pétrole de 57,10 $/m^3 (le ratio gaz naturel/pétrole pour les gisements situés dans cet horizon s'établit en moyenne à 1,83), cela donne une valeur du produit marginal du forage pour du pétrole d'environ 0,457 million de dollars. Comme les puits de pétrole forés dans cet horizon coûtent 0,343 million de dollars, les résultats obtenus en faisant l'hypothèse d'une capacité de parfaite discrimination indiquent qu'il y a une incitation à forer pour du pétrole.

L'équation des additions aux réserves de pétrole peut être utilisée pour déterminer l'offre ultime de pétrole à divers prix des réserves, mais il faut remarquer l'instabilité du coefficient estimé de la variable du nombre cumulatif de puits visant du pétrole. Les résultats des calculs effectués pour divers prix sont présentés dans le tableau 4-18. Si le prix des réserves correspond au niveau de 1981, on peut, en tenant compte de la valeur du gaz naturel associé, prévoir un volume supplémentaire de 3,95 x 10^6 m^3 de pétrole. À un prix de 70,00 $/m^3, ce volume pourrait s'élever à 8,58 x 10^6 m^3. Même si ces volumes ne sont pas importants en termes absolus, ils sont étonnamment importants si l'on considère les volumes de pétrole découverts jusqu'à maintenant dans l'horizon de Viking. Il est également quelque peu étonnant que cet horizon montre un potentiel en pétrole à ce point plus grand que le potentiel de l'horizon de Mannville. Cela peut être attribuable en partie à la façon d'attribuer les puits visant des horizons précis. Nous avons déjà fait

remarquer qu'il est parfois difficile de déterminer le nombre exact de puits visant des horizons précis lorsqu'il s'agit des puits forés dans les horizons moins profonds et qu'il a été particulièrement difficile de distinguer entre les puits visant précisément l'horizon de Viking et ceux qui visent précisément l'horizon de Mannville. Le fait d'attribuer un trop grand nombre de puits à l'horizon de Mannville et un trop petit nombre de puits à l'horizon de Viking risque de produire des résultats trop optimistes pour l'horizon de Viking et trop pessimistes pour l'horizon de Mannville. Mais même si cela a pu se produire, il reste quand même évident que même à des niveaux des prix des réserves de pétrole très élevés, le potentiel ultime de l'un et de l'autre de ces deux horizons n'est pas très grand.

Tableau 4-18

Volumes des approvisionnements en pétrole en fonction de variations du prix des réserves de pétrole dans l'horizon de Viking, toutes les zones[1]

	Nombre cumulatif de puits de pétrole	Additions aux réserves de pétrole	Réserves de pétrole
		10^6 m^3	
Prix des réserves de pétrole ($/$m^3$) :			
35,78	1 600	3,95	33,6
50,00	2 628	6,41	36,0
70,00	3 137	8,58	38,2

1 Résultats fondés sur l'équation des additions aux réserves pour les forages visant du pétrole.

Comme les additions aux réserves de pétrole, les additions aux réserves de gaz naturel non associé réagissent positivement et de façon appréciable aux activités cumulatives de forage visant du gaz naturel. Les estimations avec contrainte des paramètres de l'équation des additions aux réserves de gaz naturel sont présentées dans le tableau 4-16 et montrent que le taux des additions aux réserves de gaz naturel diminue en fonction des activités cumulatives de forage visant du gaz naturel, mais que le coefficient de la variable indiquant la diminution est très instable. Nous avons néanmoins utilisé ces estimations pour calculer le taux des additions aux réserves de gaz naturel au niveau estimé, pour 1981, du nombre cumulatif de puits visant du gaz naturel. Cela a donné un taux des additions aux réserves de gaz naturel de 27,97 x 10^3 m^3 par puits, de sorte que la valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel dans l'horizon de Viking est de 0,326 million de dollars. Il convient de noter que cette valeur est voisine de la valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel dans l'horizon de Mannville. Cela donne à penser que la préoccupation exprimée au sujet de l'attribution des puits entre les deux horizons ne serait pas fondée, étant donné la condition d'optimalité selon laquelle la valeur du produit marginal du forage devrait être la même pour tous les horizons.

Comme le coût des puits de gaz naturel forés dans l'horizon de Viking s'établit en moyenne à 0,200 million de dollars environ, il y a une incitation à forer d'autres puits au prix de 1981 des réserves de gaz naturel. Il faudrait que le prix baisse à 7 $/$10^3$ m^3 environ pour que cette incitation disparaisse. Dans le tableau 4-19, l'offre ultime des réserves de gaz naturel non associé provenant de cet horizon est estimée pour divers prix des réserves de gaz naturel. Au prix de 1981, il y a une incitation à ajouter un volume supplémentaire de 46 x 10^9 m^3 de gaz naturel aux réserves de gaz naturel déjà établies dans cet horizon. À un prix de 25 $/$10^3$ m^3, il y a une incitation à ajouter un volume supplémentaire de 85,1 x 10^9 m^3.

Tableau 4-19

Volumes des approvisionnements en gaz naturel non associé en fonction de variations du prix des réserves de gaz naturel dans l'horizon de Viking, toutes les zones[1]

	Nombre cumulatif de puits de gaz naturel	Additions aux réserves de gaz naturel	Réserves de gaz naturel
		10^9 m^3	
Prix des réserves de gaz naturel ($/$10^3$ m^3) :			
7,00	3 687	00,0	268,6
11,65	5 776	46,0	314,6
15,00	6 852	62,3	330,9
25,00	9 028	85,1	353,7

1 Résultats fondés sur l'équation des additions aux réserves pour les forages visant du gaz naturel.

Mississippien

L'horizon du Mississippien a produit environ 5 % des réserves de pétrole découvertes dans le bassin de l'Alberta et exploitables par récupération primaire et environ 23 % des réserves de gaz naturel non associé découvertes dans ce même bassin. Il a également produit d'importants volumes de gaz naturel associé. Les découvertes de pétrole ont surtout été concentrées dans le gisement de Turner Valley, qui représente à lui seul environ 30 % des réserves de pétrole découvertes

dans cet horizon et exploitables par récupération primaire.

Le tableau E-7 présente les données annuelles sur les additions aux réserves de pétrole, de gaz naturel associé et de gaz naturel non associé, ainsi que les données sur les activités de forage visant cet horizon précis. Les données sur les activités de forage visant cet horizon en particulier ont été difficiles à établir pour quelques parties de l'horizon, de sorte que les totaux correspondant à l'activité totale de forage au cours de chacune des années sont probablement moins exacts que pour la plupart des autres horizons analysés dans la présente étude. Les estimations des paramètres des deux équations des additions aux réserves figurent dans le tableau 4-20. Selon ces estimations, le taux des additions aux réserves de pétrole diminue de façon appréciable en fonction de l'augmentation des activités cumulatives de forage. Ce résultat concorde avec les résultats obtenus pour les autres horizons géologiques étudiés dans la présente étude à cette exception près que le taux de diminution est légèrement plus élevé pour cet horizon que pour les autres. De plus, contrairement aux taux des additions aux réserves de gaz naturel obtenus pour les autres horizons qui contenaient d'importants volumes de gaz naturel non associé, le taux des additions aux réserves de gaz naturel obtenu pour l'horizon du Mississippien diminue aussi en fonction des activités cumulatives de forage. Mais même si les résultats statistiques montrent en termes non équivoques qu'il y a eu une baisse du taux des additions aux réserves de gaz naturel, évalué aux niveaux actuels des activités cumulatives de forage, le taux des additions aux réserves de gaz naturel est encore assez élevé.

Tableau 4-20

Estimations des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Mississippien, toutes les zones

	Pétrole[1]		Gaz naturel non associé[2]	
Paramètre :				
log A	3,029	4,169	5,180	6,083
	(0,668)	(0,829)	(0,392)	(0,291)
$\beta(10^{-3})$	-1,167	-2,209	-0,345	-1,048
	(0,291)	(0,641)	(0,171)	(0,281)
R^2	0,36	0,29	0,12	0,32

NOTE Erreur type entre parenthèses.

1 La deuxième colonne affiche les résultats se rapportant au forage visant du pétrole.

2 La deuxième colonne affiche les résultats se rapportant au forage visant du gaz naturel.

Comme pour les autres horizons déjà étudiés, nous avons utilisé les résultats tirés de ces équations pour calculer, pour cet horizon, la valeur du produit marginal du forage pour du pétrole et celle du produit marginal du forage pour du gaz naturel. Ces estimations figurent dans le tableau 4-21. À nouveau, la valeur du produit marginal du forage pour du pétrole est négligeable et, actuellement, toute l'incitation à forer est attribuable aux perspectives de découverte de gaz naturel. Cette incitation est toutefois relativement faible et, conjuguée aux résultats qui montrent que le taux des additions aux réserves de gaz naturel diminue en fonction des activités cumulatives de forage, elle donne à penser que le forage de beaucoup d'autres puits amènerait rapidement le taux de rentabilité à 0. Indépendamment de la diminution de la valeur du produit marginal du forage pour du pétrole, le niveau de forage auquel les profits sont éliminés est de 5 380 puits, ce qui ne représente qu'une très légère augmentation par rapport au niveau actuel.

Les résultats présentés dans le tableau 4-21 se rapportent à l'horizon du Mississippien pour toutes les zones du bassin. Le cas de la zone 9 est cependant passablement différent du cas des autres zones. Même si, dans certains cas, les puits peuvent coûter plus que deux fois plus cher dans cette zone que dans la zone 8 par exemple, où beaucoup de gisements du Mississippien sont également situés, les additions aux réserves par puits ont plus que compensé le coût additionnel. Par exemple, pour la période 1975-1979, les additions aux réserves de gaz naturel ont été d'environ 23,8 x 10^6 m^3 pour seulement 70 forages visant l'horizon en question. Évaluées à un prix des réserves de gaz naturel de 11,65 \$/10^6 m^3, ces additions aux réserves donnent une valeur de près de 4 millions de dollars par puits. Même si les puits forés dans cette zone peuvent coûter dans certains cas plus de 1 million de dollars, ils ont été très rentables jusqu'à maintenant. On peut donc s'attendre à ce que bon nombre de puits qui restent à forer dans l'horizon du Mississippien soient concentrés dans la zone 9.

Il ressort clairement du tableau 4-21 que le taux des additions aux réserves de pétrole calculé pour cet horizon est si faible que même une hausse appréciable du prix des réserves de pétrole ne pourra faire augmenter de beaucoup le niveau ultime des activités de forage. Par conséquent, nous concluons que la courbe d'offre de pétrole pour cette région est à peu près verticale. Par contre, une hausse du prix des réserves de gaz naturel incitera grandement à forer pour ajouter aux réserves de gaz naturel et il est probable que du pétrole sera découvert grâce à ces nouveaux forages. Le tableau 4-22 montre l'incidence de certains niveaux d'augmentation du prix des réserves de gaz naturel aussi bien sur l'offre de pétrole que sur l'offre

Tableau 4-21

Valeur du produit marginal du forage dans le Mississippien, toutes les zones[1]

	Valeur du produit marginal du forage pour du pétrole	Valeur du produit marginal du forage pour du gaz naturel	Coût par puits	Réserves de pétrole (10^6 m^3)	Réserves de gaz naturel non associé (10^9 m^3)
	En millions de dollars				
Nombre cumulatif de puits :					
5 190[2]	0,003	0,346	0,325	66,1	535,1
5 380	0,002	0,322	0,325	66,2	540,7

1 Résultats fondés sur des estimations avec contrainte à partir du modèle où l'incapacité de discrimination est postulée; prix et coûts de 1981.
2 Nombre estimatif de puits en 1981.

de gaz naturel non associé. Comme on peut s'y attendre, les additions aux réserves de pétrole augmentent en fonction d'augmentations du prix du gaz naturel, mais elles augmentent très peu en raison de leur taux très peu élevé. Une hausse du prix des réserves de gaz naturel faisant passer ce dernier à 25 \$/10^3 m^3 ajoute un volume supplémentaire de 42,7 x 10^9 m^3 de gaz naturel.

Des estimations des paramètres des deux équations des additions aux réserves ont également été obtenues dans l'hypothèse d'une capacité de parfaite discrimination, lorsque les activités de forage peuvent être orientées à coup sûr vers la découverte de pétrole ou de gaz naturel. Ces estimations sont présentées dans le tableau 4-20. Les deux équations montrent une baisse sensible du taux des additions en fonction des activités cumulatives de forage. Si le nombre cumulatif de puits visant du pétrole s'établit au niveau estimé pour 1981, le taux des additions aux réserves de pétrole prévu est de seulement 0,14 x 10^3 m^3 par puits; à un prix des réserves de pétrole de 53,37 \$/m^3 (le ratio gaz naturel/pétrole dans cet horizon est de 1,51), cela donne une valeur du produit marginal du forage pour du pétrole de seulement 0,008 million de dollars par puits. Les estimations montrent donc qu'il faudrait que le prix des réserves de pétrole augmente de façon très appréciable pour qu'il vaille la peine de forer pour ajouter aux réserves de pétrole. Ce résultat concorde avec les résultats obtenus dans le cas où c'est le total des activités de forage qui sert pour faire l'analyse.

Si les activités cumulatives de forage visant du gaz naturel et le prix des réserves s'établissent au niveau estimé en 1981, le taux des additions aux réserves de gaz naturel non associé est estimé à 26,54 x 10^6 m^3 par puits, ce qui donne une valeur moyenne par puits de

Tableau 4-22

Volumes des approvisionnements en pétrole et en gaz naturel en fonction de variations des prix des réserves de gaz naturel dans le Mississippien, toutes les zones[1]

	Nombre cumulatif de puits	Additions aux réserves de pétrole	Réserves de pétrole	Additions aux réserves de gaz naturel	Réserves de gaz naturel
		10^6 m^3		10^9 m^3	
Prix des réserves de gaz naturel (\$/10^3 m^3) :					
11,65	5 380	0,01	66,11	5,6	540,7
13,00	5 691	0,02	66,12	8,0	548,7
15,00	6 100	0,03	66,14	17,5	558,2
25,00	7 575	0,03	66,14	42,7	583,4

1 Résultats fondés sur des estimations avec contrainte à partir du modèle où l'incapacité de discrimination est postulée.

0,309 million de dollars. Contrairement au cas précédent, cette valeur est légèrement inférieure au coût de forage. Toutefois, à des prix plus élevés, il existe une incitation à ajouter aux réserves de gaz naturel non associé même si, d'après les estimations, les volumes de ces nouvelles additions aux réserves sont inférieurs aux volumes indiqués dans le tableau 4-22. Cela est attribuable au fait que le coefficient de la variable du nombre cumulatif de puits visant du gaz naturel est relativement élevé, entraînant donc une diminution brusque du taux des additions en fonction de cette variable. À un prix des réserves de gaz naturel de 25 $/10^3$ m^3, ces estimations indiquent qu'un volume supplémentaire de seulement 13 x 10^9 m^3 peut être prévu. Toutefois, si on considère à part les forages visant du gaz naturel qui en résultent dans cette même zone, les conclusions sont semblables aux conclusions précédentes indiquant que le potentiel économique restant à exploiter dans cette région demeure considérable.

Crétacé supérieur, zone 1

Les autres horizons géologiques étudiés représentaient ensemble environ 98 % de toutes les réserves de pétrole exploitables par récupération primaire et environ 80 % des réserves de gaz naturel non associé découvertes dans le bassin de l'Alberta. La région constituée de l'horizon du Crétacé supérieur et de la zone 1 est le seul autre horizon à renfermer d'importants volumes de gaz naturel non associé. Ces réserves sont situées dans une formation complexe de gisements mélangés et peu profonds dont on connaît l'existence depuis les toutes premières années de l'exploration et de la mise en valeur du bassin de l'Alberta. Mais à cause de leur productivité peu élevée, il n'est devenu économiquement rentable de les exploiter que lorsque les prix du gaz naturel ont commencé à monter, c'est-à-dire au début des années 70. L'amélioration des conditions économiques a amené la mise sur pied d'importants programmes de forage dans cette région qui ont fait augmenter de façon radicale le niveau connu des réserves. Il s'agit là d'un cas évident d'accroissement des réserves attribuable aux prix dont nous avons déjà parlé dans le chapitre 2 à propos du modèle faisant intervenir les découvertes et les accroissements et dont nous reparlerons plus en détail dans le chapitre 5.

Le tableau E-8 de l'appendice E présente, pour cette région, les données annuelles sur les additions aux réserves de gaz naturel et sur les puits visant un horizon précis. Nous aurions pu utiliser la même méthode que précédemment pour calculer la valeur du produit marginal du forage et pour estimer l'offre ultime de gaz naturel, mais en raison des caractéristiques physiques spéciales des gisements de cette région et de l'historique de leur découverte et de leur mise en valeur qui ne ressemble en rien à celui des gisements des autres horizons, nous avons décidé de modifier légèrement la méthode d'analyse pour cette région. Au lieu d'utiliser les données annuelles figurant dans le tableau E-8 sur le taux des additions aux réserves et sur les activités de forage visant l'horizon en question pour estimer les paramètres de l'équation des additions aux réserves et la valeur du produit marginal du forage, nous avons plutôt considéré des tendances quelque peu plus générales. C'est ainsi que nous avons calculé des taux quinquennaux des additions aux réserves; ces taux figurent également dans le tableau E-8. À l'examen de ces taux, on constate qu'il y a eu une tendance très nette à la baisse pour l'ensemble de la période et que cette tendance à la baisse a été encore plus marquée au milieu de la période. Pour la dernière partie de la période, les additions aux réserves de gaz naturel ont été évaluées en moyenne à 14,6 x 10^9 m^3 par puits. Dans le cas où ce taux des additions par puits est évalué à un prix des réserves de 11,68 $/10^3$ m^3, les puits dans cette région rapportent en moyenne 0,170 million de dollars. Comme ils ne coûtent que 0,120 million de dollars environ, il y a donc une incitation économique à continuer de forer dans cette région et à ajouter aux réserves déjà établies. Cela suppose bien entendu que le taux des additions aux réserves ne diminue pas trop rapidement. Si le taux continue à baisser selon la tendance à la baisse enregistrée au cours des deux dernières périodes de cinq ans, il ne faut pas s'attendre à ce que les additions aux réserves soient importantes dans cette région.

Résumé

Dans cette section, nous présentons deux tableaux qui résument certains des résultats du chapitre 4. Le tableau 4-23 donne les résultats concernant les additions aux réserves de pétrole et les élasticités-prix estimées pour divers horizons grâce au modèle dans l'hypothèse d'une capacité et d'une incapacité de discrimination. Le tableau 4-24 est un tableau récapitulatif analogue au tableau 4-23, mais il a trait au gaz naturel.

Le résultat le plus frappant du tableau 4-23, c'est que de tous les horizons étudiés, seul le Dévonien supérieur affiche encore un potentiel en pétrole assez important. Les résultats montrent également une certaine élasticité des additions aux réserves de pétrole par rapport à des augmentations du prix des réserves de pétrole. Il convient toutefois de remarquer que ces résultats n'englobent pas un certain nombre de régions, comme le bassin profond, considérées par l'industrie comme ayant encore un potentiel en pétrole assez important.

Tableau 4-23

Sommaire des résultats de l'analyse des données désagrégées se rapportant au pétrole léger et au pétrole à densité moyenne du bassin de l'Alberta

		Incapacité de discrimination		Capacité de discrimination	
	Zone	Additions potentielles aux réserves[1]	Élasticité-prix des additions aux réserves[2]	Additions potentielles aux réserves[1]	Élasticité-prix des additions aux réserves[2]
Horizon :					
Crétacé supérieur	1	(Note 3)			
	8[5]	Minimales	(Note 4)	Minimales	(Note 4)
	Bassin profond	(Note 3)			
Crétacé inférieur					
Viking et sédiments équivalents	Toutes	2,0	(Note 6)	9,0	0,70
Mannville	Toutes	1,5–4,0	(Note 6)	Minimales	(Note 4)
Mississippien	Toutes	Minimales	(Note 4)	Minimales	(Note 4)
Dévonien supérieur	Toutes	58,0	0,20	160,0	0,60[7]
Dévonien inférieur et	5	Minimales	(Note 4)	Minimales	(Note 4)
Beaverhill Lake	Toutes sauf 5	3,0	(Note 6)	Minimales	(Note 4)
Total		66,0		169,0	

1 Millions de mètres cubes à un prix du nouveau pétrole de 1983 d'environ 70 $/m³.
2 Variation en pourcentage du volume des additions ultimes aux réserves de pétrole/variation en pourcentage du prix des réserves de pétrole. Tous les autres prix et coûts sont constants.
3 Cet horizon et cette zone n'ont pas été examinés dans le cadre de l'analyse de l'offre potentielle de pétrole.
4 Une hausse du prix des réserves de pétrole qui fait passer ce dernier à 70 $/m³ ne suffit pas pour faire augmenter les réserves de pétrole de façon significative.
5 Résultats fondés sur l'hypothèse selon laquelle aucune modification ne sera apportée aux règlements concernant l'espacement minimum entre les puits dans le gisement de Pembina.
6 Additions aux réserves de pétrole attribuables en très grande partie à l'incitation à forer pour du gaz naturel à un prix des réserves de gaz naturel de 15 $/10³ m³.
7 Élasticité calculée de la façon illustrée par l'exemple du texte.

Tableau 4-24

Sommaire des résultats de l'analyse des données désagrégées se rapportant au gaz naturel du bassin de l'Alberta

		Incapacité de discrimination		Capacité de discrimination	
	Zone	Additions potentielles aux réserves[1]	Élasticité-prix des additions aux réserves[2]	Additions potentielles aux réserves[1]	Élasticité-prix des additions aux réserves[2]
Horizon :					
Crétacé supérieur	1	(Note 3)			
	8	Minimales	(Note 4)	Minimales	(Note 4)
Crétacé inférieur					
Viking et sédiments équivalents	Toutes	106,0	(Note 5)	62,0	1,2
Mannville	Toutes	309,0	(Note 5)	297,0	1,1
Mississippien	Toutes	18,0	7,3	10,0	(Note 6)
Dévonien supérieur	Toutes	315,0[7]	2,8	Minimales	(Note 4)

Tableau 4-24 (fin)

		Incapacité de discrimination		Capacité de discrimination	
	Zone	Additions potentielles aux réserves[1]	Élasticité-prix des additions aux réserves[2]	Additions potentielles aux réserves[1]	Élasticité-prix des additions aux réserves[2]
Dévonien inférieur et Beaverhill Lake	5	Minimales	(Note 4)	Minimales	(Note 4)
	Toutes sauf 5	74,0	(Note 6)	74,0	(Note 5)
Total		804,0		443,0	

1 Milliards de mètres cubes à un prix des réserves de gaz naturel d'environ 15 $/10³ m³.
2 Variation en pourcentage des additions ultimes aux réserves de gaz naturel/ variation en pourcentage du prix des réserves de gaz naturel. Tous les autres prix et coûts sont constants.
3 Les gisements mélangés de la formation de Milk River et de la formation de Medicine Hat représentent à eux seuls presque tout le gaz naturel dans cet horizon et cette zone. Le volume des additions potentielles n'a pas été estimé.
4 Une hausse du prix des réserves de gaz naturel qui fait passer ce dernier à 15 $/10³ m³ ne suffit pas pour faire augmenter les réserves de gaz naturel de façon significative.
5 L'élasticité-prix n'a pu être calculée du fait que la baisse du taux des additions aux réserves en fonction d'augmentations de l'activité cumulative de forage n'est pas significative. L'estimation des additions aux réserves a donc nécessité qu'on suppose une limite supérieure au nombre cumulatif de puits.
6 L'élasticité n'a pu être calculée parce que le volume des additions aux réserves au prix de base est nul.
7 Les additions aux réserves de gaz naturel dans le Dévonien supérieur sont attribuables principalement à l'incitation à forer pour du pétrole, le prix des réserves de pétrole étant le prix de base de 1981.

D'après le tableau 4-24, les additions aux réserves de gaz naturel devraient être importantes dans le Dévonien supérieur si l'on en juge par les estimations du modèle dans l'hypothèse d'une incapacité de discrimination, et ne devraient être que minimales si l'on en juge par les estimations du modèle dans l'hypothèse d'une capacité de parfaite discrimination. Cela est attribuable au fait que, dans l'hypothèse d'une incapacité de discrimination, les perspectives concernant le pétrole sont telles qu'un grand nombre de forages additionnels est indiqué et que le taux des additions aux réserves de gaz naturel est suffisamment élevé pour qu'on puisse s'attendre à ce que d'importants volumes de gaz naturel soient découverts. Toutefois, dans le cas où l'on suppose une capacité de discrimination, il faut également supposer que la plupart des forages sont des forages visant du pétrole et, par conséquent, qu'aucune découverte de gaz naturel non associé n'est faite; dans ce dernier cas, ou bien du pétrole (incluant du gaz naturel associé) est découvert, ou bien rien n'est découvert.

5 L'offre de pétrole et de gaz naturel : Analyse des données agrégées

Au chapitre 2, nous avons présenté les deux modèles servant à l'étude des données agrégées. Le premier modèle est semblable à celui qui a été utilisé pour l'analyse des données désagrégées en ce sens qu'il fait intervenir toutes les catégories d'activités de forage pour expliquer le taux des additions aux réserves, avec cette seule différence qu'au lieu de s'appliquer à des zones et à des horizons particuliers, il s'applique à l'ensemble du bassin de l'Alberta. L'application de ce modèle à l'ensemble du bassin a l'avantage d'éliminer le problème de la mesure des activités de forage visant des horizons précis étant donné que, dans le modèle d'analyse des données agrégées, le total des activités de forage dans tous les horizons et zones constitue la variable utilisée pour mesurer l'effort déployé à forer. Par contre, il peut être difficile d'ajuster le modèle lorsque les données agrégées sur les additions aux réserves ont un caractère cyclique et, qui plus est, il faut utiliser une valeur moyenne unique pour le coût unitaire des puits de forage. Dans le cas, par exemple, où les additions aux réserves dans une région du bassin auraient joué un rôle prépondérant dans le total des additions aux réserves dans l'ensemble des régions, mais où le coût unitaire de forage dans cette région aurait été supérieur au coût unitaire moyen, le modèle d'analyse des données agrégées aurait tendance à donner des prévisions trop optimistes de l'offre des réserves de pétrole et de gaz naturel.

Le deuxième modèle d'analyse des données agrégées se distingue du premier à deux égards surtout : 1) au lieu de tenter d'expliquer les additions totales aux réserves (nouvelles découvertes plus accroissement des découvertes antérieures) par le total des activités de forage, il tente d'expliquer les nouvelles découvertes par les activités de *forage d'exploitation* et prévoit ensuite que ces découvertes initiales s'accroissent dans le temps suivant une fonction d'accroissement qui dépend de facteurs économiques; et 2) au lieu d'estimer d'abord cette relation faisant intervenir les découvertes et d'utiliser ensuite des variables économiques pour déterminer la fonction d'offre par l'intermédiaire des conditions faisant intervenir le produit marginal, le modèle estime directement la fonction d'offre comme une fonction de tous les prix pertinents.

Le premier modèle

Comme nous l'avons vu au chapitre 2, il y a deux façons de spécifier ce modèle. La première suppose qu'on ne tient pas compte des nouveaux sites et qu'on estime les paramètres de l'équation des additions totales aux réserves de pétrole en n'incluant pas de variables auxiliaires. La deuxième tient compte explicitement des nouveaux sites à l'aide de variables auxiliaires qui prennent la valeur de 1 l'année où le nouveau site commence à être exploité. En termes d'ajustement en fonction du caractère cyclique des additions aux réserves, la première façon de spécifier le modèle coupe les creux et les sommets des cycles et ne retient que la tendance générale de toutes les diminutions du taux des additions aux réserves eu égard aux activités cumulatives de forage qui pourraient être observées. Le modèle ainsi spécifié estimera une fonction qui fera des projections des sites de pétrole telles que les sites apparaissent plus ou moins comme ils étaient apparus dans le passé. La deuxième façon de spécifier le modèle reconnaît explicitement l'apparition des sites de pétrole grâce à l'utilisation de variables auxiliaires. Par conséquent, les prévisions fondées sur cette façon de spécifier le modèle ne peuvent anticiper les nouveaux sites qui peuvent être découverts, mais permettront un meilleur ajustement aux données observées. En d'autres mots, elles auront tendance à suivre les creux et les sommets des cycles causés par les vagues d'activité au lieu de couper à travers.

Comme le cas des sites de gaz naturel non associé est des plus confus et qu'on pourrait même dire que c'est seulement dans les années 70 qu'il y a eu un climat économique pouvant avoir favorisé la découverte de quelque chose qui ressemble à un site de gaz naturel, le modèle d'analyse des données agrégées de l'offre de gaz naturel utilisé est celui qui est spécifié de la façon qui n'inclut pas de variables auxiliaires.

Nous avons fait remarquer au chapitre 2 que même si l'on adoptait le point de vue selon lequel dans certains cas les entreprises ne peuvent pas facilement faire la distinction entre les zones productives possibles de pétrole et les zones productives possibles de gaz naturel, cette hypothèse était beaucoup moins juste dans l'analyse des données agrégées que dans l'analyse des données désagrégées. Étant donné que certaines régions du bassin de l'Alberta sont de toute évidence des régions pétrolières et d'autres, des régions gazières, les entreprises peuvent réagir et réagissent en fait à des variations dans les rendements relatifs des activités de forage pour du pétrole et des activités de forage pour du gaz naturel en répartissant leurs ressources entre les

régions. Aussi les seuls résultats présentés pour l'analyse agrégée sont-ils ceux qui se rapportent aux activités de forage visant du pétrole et aux activités de forage visant du gaz naturel.

Au tableau 5-1 figurent les données sur les additions totales aux réserves, sur les activités de forage et sur la proportion des puits de pétrole complétés qui sert pour répartir les activités de forage entre le pétrole et le gaz naturel. Les données sur les additions aux réserves correspondent au total des données lissées obtenues pour les diverses régions étudiées au chapitre 4. Comme ces données correspondent au total des données lissées obtenues pour ces différentes régions, elles ne correspondent pas tout à fait aux données sur les additions globales aux réserves figurant aux tableaux C-25 à C-28, qui font la distinction entre les additions initiales aux réserves et leur accroissement ultérieur. Nous présentons au tableau 5-2 les estimations de paramètres obtenues selon les deux façons de spécifier le modèle d'analyse de l'offre globale de pétrole et selon une façon de spécifier le modèle d'analyse de l'offre de gaz naturel non associé. Seules les estimations avec contrainte sont présentées, de sorte que la variable dépendante est le taux des additions aux réserves.

L'examen des estimations des paramètres de l'équation pour le pétrole figurant au tableau 5-2 montre que

Tableau 5-1

Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel et activités de forage dans le bassin de l'Alberta, 1947-1979

	Pétrole (10^6 m^3)	Gaz naturel associé[1] (10^9 m^3)	Gaz naturel non associé[1] (10^9 m^3)	Nombre de puits visant des horizons précis	Fraction du nombre total de puits représentée par les puits de pétrole complétés
Avant 1947	26,76	–	–	1 592	0,44
1947	6,58	–	–	225	0,54
1948	7,88	–	–	379	0,91
1949	100,52	26,1	64,1	798	0,93
1950	46,89	0,1	6,3	1 053	0,94
1951	74,30	22,4	78,0	1 276	0,82
1952	23,56	26,7	20,4	1 676	0,79
1953	76,97	44,3	37,5	1 410	0,80
1954	48,60	24,3	30,9	1 186	0,81
1955	53,36	18,6	35,1	1 625	0,84
1956	72,48	42,8	47,5	1 890	0,88
1957	49,63	-1,5	56,8	1 433	0,82
1958	33,75	0,4	121,4	1 668	0,82
1959	52,54	18,0	42,5	1 603	0,73
1960	67,92	31,7	91,0	1 655	0,75
1961	22,91	13,9	32,5	1 563	0,70
1962	22,93	13,3	50,8	1 562	0,69
1963	19,84	1,9	32,2	1 676	0,76
1964	53,25	8,8	72,3	1 840	0,76
1965	46,13	18,1	85,7	2 043	0,72
1966	82,28	29,4	35,4	1 667	0,65
1967	76,87	-2,0	60,9	1 653	0,62
1968	30,23	2,7	104,1	1 910	0,55
1969	14,55	13,0	83,1	1 878	0,45
1970	11,06	3,5	62,0	1 859	0,29
1971	22,64	-2,4	61,9	2 040	0,30
1972	14,86	3,4	44,0	2 687	0,28
1973	4,01	18,5	176,1	3 534	0,24
1974	8,44	10,4	142,4	3 516	0,24
1975	5,04	-8,2	13,4	3 680	0,23
1976	3,08	5,5	143,2	5 066	0,13
1977	0,01	2,7	128,6	5 175	0,12
1978	17,64	8,4	160,6	5 625	0,15
1979	31,92	5,9	127,0	5 818	0,21

1 La première observation se rapporte à l'ensemble des années antérieures à 1950.

la première façon de spécifier le modèle (spécification 1) donne un taux de diminution des additions aux réserves de pétrole, eu égard aux activités cumulatives de forage, qui est beaucoup plus faible que le taux de diminution donné par la deuxième façon de spécifier le modèle (spécification 2), de sorte que le taux des additions aux réserves de pétrole se comporte comme prévu. La spécification 2 utilise quatre variables auxiliaires (D_1 à D_4) qui prennent la valeur 1 l'année où les sites de pétrole ont commencé à être exploités dans la région du Crétacé supérieur, zone 8 (Pembina); dans la région de Beaverhill Lake (Dévonien inférieur), sauf la zone 5 (Swan Hills); dans la région de Beaverhill Lake (Dévonien inférieur), zone 5 (Rainbow-Zama); et dans le Dévonien supérieur (Nisku Reefs). Par conséquent, selon cette spécification, les récentes découvertes dans la formation de Nisku sont traitées comme un site distinct du site principal du Dévonien supérieur (champ Leduc) qui a commencé à être exploité en 1947. Chacune des variables auxiliaires utilisées pour rendre compte de ces sites a un effet notable sur le taux des additions aux réserves de pétrole.

Tableau 5-2

Estimations des paramètres selon les deux modes de spécification des équations des additions totales aux réserves de pétrole et de gaz naturel qui utilisent les données sur les forages pour du pétrole et du gaz naturel

	Pétrole[1]		Gaz naturel non associé[2]
Paramètre :			
log A	4,278 (0,419)	4,338 (0,466)	5,005 (0,136)
β (10^{-3})	-0,069 (0,021)	-0,323 (0,082)	-0,059 (0,011)
D_1	-	1,799 (0,859)	-
D_2	-	1,994 (0,961)	-
D_3	-	2,647 (1,073)	-
D_4	-	2,643 (1,016)	-
R^2	0,25	0,47	0,54

1 La colonne 1 correspond à la spécification 1 et la colonne 2 correspond à la spécification 2.
2 Spécification 2.

Au niveau estimé du nombre cumulatif de puits visant du pétrole pour 1981, le taux des additions aux réserves de pétrole est de 5,90 x 10^3 m^3 et de 5,85 x 10^3 m^3 par puits, respectivement, selon les spécifications 1 et 2. Les résultats obtenus à partir de la spécification 1 seront utilisés dans le reste des calculs visant à estimer l'offre globale ultime de pétrole parce que nous estimons que même si l'ajustement est moins bon, la spécification 1 constitue un meilleur modèle prévisionnel étant donné qu'elle n'exige pas de prévision relativement aux sites futurs. La valeur du produit marginal du forage pour du pétrole est de 0,228 million de dollars lorsque déterminée au niveau du prix des réserves de pétrole de 1981. Le tableau 5-3 présente les estimations de l'offre globale des réserves ultimes de pétrole pour divers prix des réserves lorsque le coût estimatif des puits est de 0,350 million de dollars. D'après ces résultats, il n'y a pas d'incitation à forer de nouveaux puits de pétrole à un prix des réserves de pétrole inférieur à environ 60 $/$m^3$ et même si le prix était aussi élevé que 90 $/$m^3$, il y aurait une incitation à ajouter seulement 30 millions de m^3 environ. Cela contraste avec les résultats de l'analyse des données désagrégées présentés au chapitre 4, lesquels indiquaient qu'on pouvait s'attendre à des additions aux réserves de pétrole exploitables par récupération primaire pouvant atteindre entre 70 et 160 millions de m^3 selon le niveau des prix des réserves de pétrole et des prix des réserves de gaz naturel. Pourquoi ce modèle d'analyse des données agrégées produirait-il des résultats aussi différents ? De toute évidence, la raison doit avoir un rapport avec l'agrégation des données, étant donné que le modèle d'analyse des données désagrégées utilisé ressemble beaucoup au modèle utilisé au chapitre 4. Nous croyons que l'explication réside dans le fait que le taux des additions aux réserves de pétrole observé dans le Dévonien supérieur, lequel horizon représentait la quasi-totalité des additions aux réserves de pétrole prévues, est noyé dans l'analyse des données agrégées. Par rapport aux autres horizons du bassin de l'Alberta, le Dévonien supérieur représente nettement un cas à part en ce sens qu'il est capable de soutenir un taux des additions aux réserves de pétrole élevé à mesure qu'augmentent les activités cumulatives de forage. Mais quand cet horizon est inclus avec tous les autres dans une analyse des données agrégées, les perspectives qu'il offre en termes de découverte de pétrole sont contrebalancées par les perspectives négatives offertes par les autres horizons. C'est peut-être pour cette raison que l'analyse des données agrégées aboutit à des conclusions plus pessimistes.

Les estimations des paramètres de l'équation des additions totales aux réserves de gaz naturel non associé sont présentées au tableau 5-2. Évalué au

Tableau 5-3

Volumes des approvisionnements en pétrole en fonction de variations des prix des réserves de pétrole

	Nombre cumulatif de puits de pétrole	Additions aux réserves de pétrole	Réserves de pétrole
		10^6 m^3	
Prix des réserves de pétrole ($/m^3) :			
35,78	36 085	0,00	1 295,9
50,00	36 085	0,00	1 295,9
70,00	38 473	12,96	1 308,9
90,00	42 096	28,98	1 324,9

niveau estimé pour 1981 des activités cumulatives de forage visant du gaz naturel, le taux des additions aux réserves de gaz naturel n'est que d'environ 11,16 x 10^6 m^3 par puits, ce qui même évalué à un prix des réserves de gaz naturel de 25 $/$10^3$ m^3 ne donne que 0,280 million de dollars environ par puits. Cela donne à penser qu'il est peu probable que les additions futures aux réserves de gaz naturel soient importantes; pourtant, l'analyse des données désagrégées a déjà révélé que plusieurs horizons semblaient présenter un fort potentiel d'augmentation des réserves de gaz naturel. Encore ici, l'analyse des données agrégées donne des résultats qui semblent trop pessimistes.

Le deuxième modèle

Dans la présente section, les données agrégées sont analysées du point de vue des découvertes initiales et de leur accroissement subséquent plutôt que du point de vue des additions totales aux réserves. Pour mieux comprendre cette différence de perspective, on peut se reporter au tableau 4-1. Même si ce tableau concerne des données sur le pétrole pour le Dévonien supérieur, un tableau similaire a été dressé pour l'ensemble du bassin de l'Alberta et figure également à l'appendice C (document à part). Dans la partie précédente de l'étude, les totaux des lignes des matrices de données du tableau 4-1, lesquels correspondent au total des additions aux réserves, étaient d'un intérêt primordial. Ici, ce sont les découvertes initiales homologuées et les totaux des colonnes, lesquels correspondent à l'accroissement des découvertes de chaque année, qui nous intéressent d'abord. On peut donc considérer le modèle décrit ici comme un modèle fonctionnant en deux étapes. Dans la première étape, le modèle tente d'expliquer le taux des approvisionnements provenant des découvertes initiales de pétrole et de gaz naturel en utilisant les prix des réserves, les coûts de forage et les activités cumulatives de forage comme variables explicatives dans une équation de régression. Ainsi, au lieu d'estimer indirectement la fonction d'offre des réserves en procédant d'abord à une estimation de la fonction de production puis en utilisant les conditions faisant intervenir le produit marginal, le modèle considéré ici estime directement l'équation d'offre en ayant recours aux variables de prix appropriées comme variables explicatives. La deuxième étape tente d'expliquer l'accroissement de ces découvertes en fonction du temps écoulé depuis la découverte et du prix des réserves. Dans la première étape, le prix qu'il convient d'appliquer est le prix des réserves non aménagées, tandis que dans la deuxième étape, c'est le prix des réserves aménagées. Toutefois, avant d'estimer le contenu des deux étapes du modèle à partir des données disponibles, il serait utile d'examiner plus en détail le processus d'accroissement des réserves.

Accroissement des réserves de pétrole et de gaz naturel du bassin de l'Alberta

Lorsqu'un forage effectué dans un gisement présentant des possibilités permet de découvrir l'existence d'hydrocarbures en quantités intéressantes, on procède habituellement à des forages de délinéation pour déterminer et délimiter le gisement. Ce forage additionnel peut prendre deux ans ou plus selon l'emplacement du gisement et sa complexité géologique. Si le test du puits de découverte est prometteur, alors, dans le cas du bassin de l'Alberta, l'ERCB attribuera probablement un certain volume de réserves initiales et exploitables au gisement. Par la suite, l'ERCB évalue les renseignements obtenus à partir des forages additionnels et révise ses premières estimations des réserves. Cette révision a une tendance naturelle à être à la hausse parce que les tests et les forages subséquents fournissent habituellement des informations sur la base desquelles les additions aux réserves sont attribuées. Comme les estimations des réserves sont publiées annuellement, le volume des réserves attribuées ou « homologuées » dépend du moment de l'année où le gisement a été découvert et du taux des activités de forage de délinéation et de mise en valeur. Si le puits de découverte a été complété vers la fin de l'année, de telle sorte qu'il n'y a plus assez de temps pour faire les forages additionnels, il est alors probable qu'on homologuera pour l'année considérée un plus petit volume de réserves que si le puits de découverte avait été foré au début de l'année. Dans certains cas, les réserves découvertes au cours d'une année donnée ne seront pas homologuées cette année-là et peuvent même ne pas l'être avant plusieurs années. Cela est particulièrement le cas des découvertes de gaz naturel des premières années de l'exploration et de la mise en valeur du bassin de l'Alberta.

La mesure la plus souvent utilisée de l'accroissement des réserves est le « facteur d'accroissement » donné par :

1,0 + (volume de l'accroissement)/(volume des réserves homologuées l'année de la découverte).

Les facteurs d'accroissement ainsi définis ont été calculés à partir des observations passées de l'augmentation des réserves par rapport à leur volume initial enregistré, l'objet du calcul étant d'estimer les réserves ultimes associées aux découvertes les plus récentes qui n'ont pas encore eu le temps d'être accrues à leur pleine mesure. Mais cette façon de procéder a soulevé beaucoup de controverse. On fait souvent valoir que les facteurs d'accroissement fondés sur des données passées peuvent ne pas s'appliquer aux découvertes du moment; divers arguments sont invoqués dont les suivants :

1) la taille des gisements découverts a diminué avec le temps et les facteurs d'accroissement sont une fonction de la taille des gisements;

2) les facteurs d'accroissement dépendent de l'horizon géologique précis dans lequel les découvertes sont faites;

3) les facteurs d'accroissement sont influencés par le délai observé entre le moment de la découverte et celui de l'homologation, et il est certainement vrai, au moins dans le cas des découvertes de gaz naturel, que ce délai a diminué dans le temps.

Comme le deuxième modèle d'analyse des données agrégées repose en très grande partie sur l'utilisation d'estimations des accroissements, il importe d'examiner quelques-uns de ces arguments. Même si les tableaux sur les additions aux réserves et sur les accroissements des réserves initiales (appendices B et C) permettent d'étudier les facteurs d'accroissement pour divers horizons géologiques, nous n'aborderons pas ici la question de la variation de ces facteurs d'un horizon à l'autre. Nous allons plutôt porter notre attention sur la variation dans le temps des facteurs d'accroissement globaux.

La première colonne du tableau 5-4 indique le volume des découvertes homologuées chaque année dans le cas des gisements de pétrole pour lesquels il a été possible de faire l'historique complet des accroissements[1]. Dans ce tableau figurent également les données sur les volumes correspondant à l'addition des réserves totales homologuées l'année de la découverte et l'année suivante. Le fait de compter comme découvertes initiales des réserves homologuées les deux premières années constitue une déviation par rapport à la pratique habituelle, mais cela n'est pas sans intérêt. Cette façon de procéder permet d'inclure les cas où le temps a manqué pour évaluer correctement les résultats des activités de forage pendant l'année de découverte tout en donnant le temps d'inclure les accroissements additionnels des réserves des gisements découverts tôt dans l'année. Un examen sommaire des facteurs d'accroissement fondés sur les découvertes mesurées de cette façon révèle une certaine amélioration de la stabilité de ces facteurs d'accroissement. Pour les années précédant l'année où le cas d'accroissement inhabituel des réserves du site de Rainbow-Zama a été enregistré, le facteur d'accroissement moyen est de 7,96, avec un écart type de 3,26 lorsque fondé sur le volume des réserves homologuées la première année. Lorsque les deux premières années servent de base pour le calcul, le facteur d'accroissement moyen pour la même période est de 4,04, avec un écart type de 2,31. Les années à compter de 1964 n'ont pas été incluses dans le calcul du facteur d'accroissement moyen à cause des résultats inhabituels obtenus pour les gisements sis dans le Beaverhill Lake, le Dévonien inférieur et la zone 5, qui ont joué un rôle prépondérant dans les totaux annuels enregistrés depuis le milieu jusqu'à la fin des années 60. Les découvertes des années 70 étaient ou trop espacées ou trop récentes pour produire des résultats utiles au calcul des accroissements. Les deux séries de facteurs d'accroissement figurant dans le tableau 5-4 révèlent une tendance à la baisse des facteurs d'accroissement dans le temps.

Le tableau 5-5 présente les valeurs des facteurs d'accroissement des réserves de gaz naturel. Comme dans le cas du pétrole, ces facteurs sont fondés sur un sous-ensemble de gisements pour lesquels il a été possible de faire l'historique des réserves, c'est-à-dire, dans ce cas-ci, de tous les gisements dont le volume des réserves était supérieur à $0{,}28 \times 10^9$ m³ en 1981. Les facteurs d'accroissement sont calculés pour les découvertes comptées comme réserves homologuées la première année et les deux premières années. La première mesure produit une valeur moyenne de 6,33 pour la période d'avant 1950-1974, avec un écart type de 2,82. Pour la seconde mesure des découvertes, le facteur d'accroissement moyen est de 3,89, avec un écart type de 2,13. À noter que les facteurs d'accroissement moyens des réserves de pétrole et des réserves de gaz naturel sont très voisins lorsque la deuxième façon de mesurer les découvertes initiales est utilisée. Ces résultats montrent que le facteur d'accroissement des réserves de gaz naturel est demeuré relativement constant dans le temps.

Estimation des fonctions d'accroissement des réserves de pétrole et de gaz naturel

Au chapitre 2, nous avons décrit le rôle de la fonction d'accroissement dans le deuxième modèle d'analyse des données agrégées. Nous avons alors dit que la

Tableau 5-4

Découvertes de pétrole et accroissements des réserves de pétrole dans le bassin de l'Alberta, 1947-1979

	Découvertes homologuées la première année	Découvertes homologuées les deux premières années	Facteur d'accroissement calculé à partir des données de la première colonne	Facteur d'accroissement calculé à partir des données de la deuxième colonne
1947	5,99	5,99	6,94	6,94
1948	0,25	95,34	516,76	1,36
1949	5,11	19,50	10,80	2,83
1950	5,30	7,11	11,32	8,44
1951	34,09	26,34	3,88	5,02
1952	3,51	14,46	9,47	2,30
1953	34,19	70,47	4,93	2,39
1954	1,13	2,48	12,99	5,92
1955	0,18	0,18	5,06	5,06
1956	2,75	4,78	6,12	3,52
1957	9,75	34,07	9,26	2,65
1958	2,58	4,16	7,82	4,85
1959	14,65	40,74	4,83	1,74
1960	0,25	0,26	8,12	7,81
1961	1,18	2,14	2,33	1,29
1962	0,63	5,15	12,79	1,57
1963	1,22	5,80	10,71	2,25
1964	10,17	22,34	3,03	1,38
1965	22,52	59,53	2,76	1,04
1966	24,43	42,17	1,76	1,02
1967	51,93	40,30	0,59	0,76
1968	43,37	20,38	0,24	0,51
1969	33,81	10,04	0,30	0,99
1970	5,31	3,37	0,68	1,07
1971	11,94	4,91	0,46	1,12
1972	6,16	3,07	0,32	0,64
1973	1,96	1,20	0,92	1,50
1974	0,05	0,05	12,60	12,60
1975	0,00	0,00	1,00	1,00
1976	0,00	0,00	1,00	1,00
1977	0,21	4,92	41,38	1,77
1978	2,46	18,04	9,48	1,29
1979	0,20	12,31	78,05	1,27

fonction devait dépendre du temps écoulé depuis la découverte et pouvoir réagir à des variations du prix des réserves aménagées, le principe étant que l'accroissement ultime des réserves exploitables par récupération primaire d'un gisement était susceptible de réagir à ces variations de prix. Pour vérifier cette hypothèse, il faut spécifier pour la fonction générale d'accroissement définie au chapitre 2 une forme fonctionnelle qui a ces caractéristiques. Nous proposons la fonction suivante :

$$A(\tau-t,\ p_\tau) = 1 + \eta\left\{1 - exp[-\phi\cdot(\tau-t)]\right\}p_\tau^{\lambda}, \quad (5.1)$$

où η, ϕ et λ sont les paramètres à estimer et où p_τ est le prix des réserves aménagées au temps τ. Cette équation dit que, dans le cas des gisements découverts l'année t, le facteur d'accroissement augmente à mesure que le temps s'écoule entre l'année de découverte et l'année où le facteur est calculé. Mais le facteur d'accroissement dépend non seulement de cet intervalle de temps, mais également du prix des réserves aménagées au temps τ. Au lieu d'être de $1{,}0 + \eta$ comme dans le modèle habituellement spécifié, l'asymptote de cette fonction dépend aussi du prix et est donnée par $1{,}0 + \eta p_\tau^{\lambda}$. L'effet de ce prix est illustré au graphique 5-1. Ce prix a simplement pour effet de déplacer la courbe vers le haut de sorte qu'elle s'approche de façon asymptotique d'un niveau plus élevé. L'élasticité-prix de la fonction d'accroissement ultime est λ.

L'estimation des paramètres de la fonction est effectuée de la façon suivante. Pour chaque année de

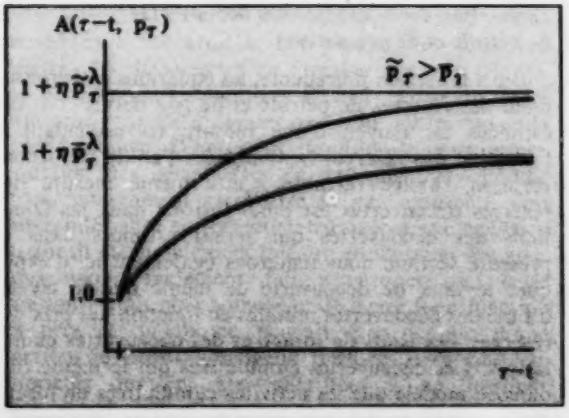
Tableau 5-5

Découvertes de gaz naturel et accroissements des réserves de gaz naturel dans le bassin de l'Alberta, 1951-1979

	Découvertes homologuées la première année	Découvertes homologuées les deux premières années	Facteur d'accroissement calculé à partir des données de la première colonne	Facteur d'accroissement calculé à partir des données de la deuxième colonne
Avant 1951	52,4	117,7	8,5	3,8
1951	4,1	6,8	5,4	3,3
1952	9,8	17,5	6,5	3,6
1953	3,8	7,5	6,4	3,2
1954	10,3	15,9	8,8	5,7
1955	4,4	7,3	11,0	6,7
1956	9,0	13,5	7,7	5,2
1957	27,0	43,9	3,3	2,1
1958	35,9	51,3	1,9	1,3
1959	16,5	31,5	7,2	3,8
1960	17,3	18,7	2,0	1,9
1961	10,1	16,5	11,6	7,1
1962	8,3	30,8	6,4	1,7
1963	5,4	6,5	7,8	6,5
1964	4,2	19,8	4,0	0,8
1965	2,5	3,7	9,4	6,4
1966	1,5	1,8	6,7	5,6
1967	7,5	36,8	9,2	1,9
1968	8,0	9,2	3,2	2,8
1969	13,1	36,4	3,1	1,1
1970	1,7	2,0	10,2	8,7
1971	5,5	6,4	4,5	3,9
1972	9,7	11,3	5,6	4,8
1973	14,4	20,4	2,8	2,0
1974	6,2	9,1	5,0	3,4
1975	0,4	12,1	56,3	1,9
1976	5,0	14,0	7,2	2,6
1977	6,9	31,2	8,6	1,9
1978	2,8	17,6	7,7	1,2
1979	1,4	8,9	10,1	1,6

Graphique 5-1

Facteurs d'accroissement et prix des réserves



découverte, on calcule le facteur d'accroissement pour chacune des années suivant l'année de découverte. Sur un diagramme de distribution de A en fonction de $\tau - t$, cela donne plusieurs valeurs de A pour chaque valeur de $\tau - t$ à laquelle correspond un prix différent. Si les plus grandes valeurs de A tendent à être associées aux plus grandes valeurs de p_τ's, le prix s'avérera alors avoir un effet positif sur A. En d'autres mots, si l'on tentait d'ajuster une fonction comme l'équation 5.1 sans la variable prix, alors, pour chaque valeur de $\tau - t$, les points situés au-dessus de la courbe représentant la fonction ainsi ajustée correspondraient, en moyenne, aux prix les plus élevés.

Parce qu'ils sont plus stables, les facteurs d'accroissement calculés à partir des volumes correspondant à l'addition des réserves homologuées l'année de découverte et l'année suivante sont les facteurs d'accroissement utilisés dans l'estimation des paramètres des

équations faisant intervenir les découvertes subséquentes. Au tableau 5-6 figurent les estimations des paramètres des fonctions d'accroissement des réserves de pétrole et des réserves de gaz naturel qui incluent puis excluent la variable prix. Les estimations des paramètres des équations qui n'incluent pas la variable prix sont telles que prévues. Les valeurs de l'asymptote (accroissement ultime) de la fonction pour le pétrole et pour le gaz naturel sont d'environ 4,5 et 3,6, respectivement. Ces valeurs peuvent sembler faibles en comparaison des valeurs de l'accroissement ultime calculé autrement, mais cela est attribuable au fait que les découvertes ont été mesurées comme étant le volume correspondant à l'addition des volumes homologués l'année de découverte et l'année suivante.

Tableau 5-6

Estimations des paramètres des fonctions d'accroissement des réserves de pétrole et de gaz naturel non associé

	Pétrole[1]		Gaz naturel non associé[1]	
Paramètre :				
η	3,462 (0,344)	6,818 (2,144)	2,608 (0,152)	2,071 (0,162)
ϕ	0,101 (0,024)	0,053 (0,021)	0,169 (0,029)	0,229 (0,043)
λ	–	-0,145 (0,044)	–	0,120 (0,030)

1 La première colonne correspond à l'équation qui n'inclut pas la variable prix. La deuxième colonne correspond à l'équation qui inclut la variable prix.

Le résultat le plus surprenant, c'est que lorsque la variable prix est incluse dans la fonction d'accroissement des réserves de pétrole, les estimations des paramètres indiquent que des prix des réserves plus élevés font diminuer le taux d'accroissement ultime. Même si ce résultat est difficile à accepter, il est facile à expliquer. Rappelons-nous qu'au tableau 5-4 les facteurs d'accroissement semblaient avoir une tendance à la baisse dans le temps. Cela est très probablement attribuable à la possibilité d'évaluer de façon plus précise les réserves exploitables par récupération primaire à partir des renseignements qu'on possède au départ. En d'autres mots, l'expérience acquise par l'ERCB lui sert pour évaluer de façon plus précise le volume des réserves récupérables à partir des renseignements pouvant être recueillis pendant les deux premières années de la découverte d'un gisement. Cela aura naturellement tendance à réduire le taux d'accroissement. En conjuguant cela avec la tendance à la hausse des prix des réserves, on comprendra pourquoi les prix des réserves peuvent être reliés négativement à l'accroissement ultime; pourtant, il n'y a aucun lien de causalité. Chaque fois qu'une hausse du prix des réserves aurait pu avoir tendance à faire augmenter le taux d'accroissement des réserves, cette tendance a été noyée dans une masse de facteurs techniques et de renseignements qui ont eu pour effet de rendre plus précises les premières estimations des réserves récupérables ultimes.

Les estimations des paramètres de la fonction d'accroissement des réserves de gaz naturel sont telles que prévues et voisines des estimations présentées dans Uhler (1982a). Les hausses du prix des réserves de gaz naturel ont pour effet de déplacer vers le haut la courbe de la fonction d'accroissement, mais l'effet se dissipe très rapidement. L'élasticité-prix du facteur d'accroissement ultime est donnée par l'estimation de λ, qui est de 0,12. Par exemple, une hausse du prix des réserves de gaz naturel qui fait passer ce dernier de 15 \$/10³ m³ à 20 \$/10³ m³ fera augmenter le facteur d'accroissement ultime de 3,87 à 3,97.

Bien que l'élasticité du facteur d'accroissement ultime par rapport à des augmentations du prix des réserves de gaz naturel ne semble pas très grande, si on l'applique à des réserves en quantités importantes, il se peut alors que les additions totales aux réserves provenant de cette source soient appréciables. Si les petits gisements de gaz naturel qui ont représenté la plus grande partie des dernières découvertes de gaz naturel non associé s'accroissaient selon ce facteur, les volumes en jeu seraient alors effectivement très importants. L'ampleur de ces volumes fera l'objet d'une analyse un peu plus loin.

Estimation des équations des découvertes de pétrole et de gaz naturel

Dans la section précédente, les équations d'accroissement des réserves de pétrole et de gaz naturel ont été estimées au moyen d'une mesure correspondant à l'addition des réserves homologuées l'année de découverte et l'année suivante. Cette même mesure des réserves découvertes est aussi utilisée dans les équations des découvertes qui seront estimées dans la présente section; nous tenterons également ici d'expliquer le taux de découverte de même que le niveau ultime des découvertes initiales en fonction des prix des réserves, des coûts de forage et des découvertes cumulatives. Les découvertes cumulatives ont le même rôle dans ce modèle que les activités cumulatives de forage dans l'autre modèle. À mesure que les découvertes

cumulatives augmentent, les possibilités de découvertes diminuent, de sorte que, toutes choses étant égales par ailleurs, le taux de découverte diminue jusqu'à prendre une faible valeur. Par conséquent, pour des prix donnés, il est possible d'établir le volume ultime de découvertes. Toutefois, si les prix des réserves devaient augmenter ou les coûts de forage diminuer, on pourrait s'attendre à ce que le taux de découverte augmente, ce qui supposerait alors un niveau de découvertes ultimes plus élevé.

Les données ayant servi à estimer les paramètres de l'équation des découvertes de pétrole diffèrent de celles qui sont présentées au tableau 5-4 parce qu'elles incluent également les gisements pour lesquels il n'a pas été possible de faire l'historique des réserves. Le volume retenu pour les réserves des gisements en question correspond au volume accru enregistré en 1981. Les données sur les découvertes de gaz naturel ont cette même caractéristique et diffèrent donc également des données présentées au tableau 5-5. Tous les gisements dont le volume est inférieur à 0,28 x 10^9 m^3 sont enregistrés l'année de leur découverte à un volume correspondant au dernier volume accru de chacun d'eux. Mais comme ce n'est que depuis récemment que les petits gisements de gaz naturel représentent une proportion importante des découvertes totales et comme la plupart de ces gisements n'ont pas encore été mis en valeur, le profil général des découvertes de gaz naturel et des accroissements des réserves de gaz naturel n'est pas sérieusement perturbé par cette façon de procéder.

Avant de procéder à l'estimation des paramètres de l'équation des découvertes de pétrole et de l'équation des découvertes de gaz naturel non associé, il faut d'abord spécifier une forme fonctionnelle pour ces deux équations. Nous avons fait remarquer au chapitre 2 qu'une des façons de procéder pouvait être de spécifier une forme fonctionnelle appropriée pour la fonction du profit maximisé puis de déduire de cette fonction de profit les équations (de l'offre) des découvertes. Dans Uhler (1982a), une fonction de profit quadratique normalisée a été utilisée, qui produit des équations linéaires des découvertes en fonction des prix relatifs. Les découvertes cumulatives et leur valeur au carré n'agissent dans les équations que pour une partie de la période étudiée. D'après les résultats de cette étude, l'équation des découvertes de gaz naturel – l'étude portait uniquement sur l'offre de gaz naturel – s'est avérée inférieure en termes statistiques à une équation qui aurait été simplement linéaire en fonction des prix. Nous avons également fait remarquer que cette équation n'était plus homogène de degré 0 en fonction des prix et qu'elle ne pouvait être déduite d'une fonction de profit homogène linéaire, mais que ces propriétés devaient être sacrifiées à un meilleur pouvoir explicatif.

Dans la présente étude, les équations linéaires des découvertes en fonction des prix relatifs se sont également avérées inférieures aux autres spécifications, de sorte que les résultats ne sont ni présentés, ni utilisés ici. Dans la première colonne du tableau 5-7 figurent les estimations des paramètres d'une équation linéaire des découvertes de pétrole, tandis que dans la deuxième colonne figurent les estimations des paramètres d'une équation log-linéaire partielle des découvertes de pétrole. L'une et l'autre équation montrent que le volume des découvertes diminue en fonction des découvertes cumulatives. L'équation linéaire révèle que tous les effets des prix ont le signe attendu, mais les coefficients estimatifs sont si instables qu'il faut considérer ces effets comme non sensiblement différents de 0. Dans la seconde équation, nous effectuons une régression du logarithme du taux de découverte par rapport au logarithme des prix et aux découvertes cumulatives. Aussi suppose-t-on dans cette équation que le taux de découverte diminue de façon exponentielle en fonction des découvertes cumulatives. Comme dans le cas de l'équation linéaire, c'est encore principalement la tendance à la baisse du taux de découverte en fonction de cette variable qui explique le taux de découverte. Les variables prix ont toutes le mauvais signe, mais sont encore une fois si instables qu'il faut considérer que leur effet sur le niveau des découvertes de pétrole n'est pas très important.

Voici un moyen simple d'interpréter ces résultats statistiques. Si la relation estimée est la relation entre le taux de découverte et les découvertes cumulatives sans les autres variables, il y aura alors pour chaque année un résidu qui sera la différence entre la valeur indiquée par la relation estimée et la valeur observée. Pour que les prix et les coûts se révèlent aussi importants dans une relation entièrement spécifiée, il faut qu'ils aient une correspondance quelconque avec ces résidus. Par exemple, pour que le prix des réserves de pétrole ait un effet positif appréciable sur le taux de découverte, alors les années où il est élevé, les points représentant le volume des découvertes observées ces années-là doivent être situés au-dessus de la courbe représentant l'équation ajustée; et c'est le contraire les années où le prix est bas. Toutefois, étant donné les fluctuations du volume des découvertes observées de part et d'autre de cette tendance à la baisse et la stabilité relative des prix durant presque toute la période étudiée, il n'est pas étonnant que le prix des réserves de pétrole ait une très faible correspondance avec les résidus et, par conséquent, qu'il n'ait pas joué un rôle important dans les estimations présentées au tableau 5-7. C'est la même chose pour les autres prix dans le modèle. Cela amène à conclure que les variations de prix d'une année à l'autre jouent un rôle insignifiant dans l'explication des découvertes de pétrole. Il convient cependant de noter qu'il y a depuis

Tableau 5-7

Estimations des paramètres des équations des découvertes de pétrole dans le bassin de l'Alberta

	Estimations des paramètres[1]	
Variable :		
Prix des réserves de pétrole, $p_o(t)$	0,221 (1,593)	–
Prix des réserves de gaz naturel, $p_g(t)$	-0,606 (4,383)	–
Coût de forage, $\overline{c}$	-0,020 (0,107)	–
Découvertes cumulatives (10^{-2})	-3,876 (2,372)	-0,460 (0,195)
Constante	41,418 (10,771)	4,146 (2,870)
log $p_o(t)$	–	-0,440 (0,300)
log $p_g(t)$	–	0,282 (0,197)
log $\overline{c}$	–	0,373 (0,637)
R^2	0,17	0,27

NOTE Erreur type entre parenthèses.
1 Nombre d'observations = 33.

10 ans une relation positive plus forte entre le prix des réserves de pétrole et le volume des découvertes, dont la plupart ont été faites dans la formation de Nisku. Mais la période sur laquelle ces données sont observées est si courte qu'on ne peut être très sûr des estimations des paramètres d'une équation des découvertes qui inclurait ces observations. Il faut de nouveau faire remarquer que le peu d'élasticité des découvertes de pétrole par rapport aux variations de prix n'est pas lié au fait qu'on n'ait pas pu tenir compte de l'importance de l'anticipation des prix futurs. Les données sur les prix des réserves dépendent de l'anticipation des prix futurs en ce sens que les prix à la tête de puits utilisés dans le calcul des prix des réserves renferment déjà une prévision explicite de croissance (voir le chapitre 3 et l'appendice A).

Si les prix s'étaient révélés être de bonnes variables explicatives des découvertes, le modèle aurait pu être utilisé pour établir la relation d'offre des réserves de pétrole de la façon suivante. Pour un ensemble donné de prix, disons les prix en vigueur pendant la période la plus récente pour laquelle des données sont disponibles, le taux de découverte diminuerait en fonction d'augmentations du volume des découvertes cumulatives. Les découvertes cumulatives atteindraient éventuellement un certain volume ultime, de sorte qu'après avoir appliqué le facteur d'accroissement approprié, on obtiendrait un point sur la courbe d'offre des réserves ultimes. Le même calcul pourrait ensuite être fait pour un prix des réserves de pétrole plus élevé, produisant ainsi une plus grande valeur de l'offre ultime, et ainsi de suite. De cette façon, la relation d'offre peut être représentée graphiquement. Mais comme l'effet des prix des réserves est très instable, ces calculs ne paraissent pas utiles du fait qu'on ne pourrait prendre au sérieux les volumes prévus. C'est pourquoi les prévisions de l'offre des réserves de pétrole faites à l'aide de cette méthode ne figurent pas dans la présente étude.

Les résultats de l'estimation des paramètres des deux formes d'équation des découvertes de gaz naturel non associé sont présentés au tableau 5-8. Comme dans le cas du pétrole, les prix d'une année à l'autre n'expliquent pas bien les niveaux d'une année à l'autre des découvertes de gaz naturel dans la première comme dans la deuxième équation. Mais contrairement à ce que révèle l'équation spécifiée pour le pétrole, les découvertes cumulatives dans ce cas-ci n'ont pas un effet important sur le taux des découvertes de gaz naturel. Cela concorde avec certains des résultats antérieurs d'après lesquels les activités cumulatives de forage n'ont pas eu un effet important sur les additions

Tableau 5-8

Estimations des paramètres des équations des découvertes de gaz naturel non associé dans le bassin de l'Alberta

	Estimations des paramètres[1]	
Variable :		
Prix des réserves de pétrole, $p_o(t)$	0,191 (1,060)	–
Prix des réserves de gaz naturel, $p_g(t)$	2,742 (2,797)	–
Coût de forage, $\overline{c}$	0,026 (0,070)	–
Découvertes cumulatives (10^{-2})	0,489 (1,544)	-0,016 (0,113)
Constante	22,450 (7,434)	1,998 (1,410)
log $p_o(t)$	–	0,149 (0,173)
log $p_g(t)$	–	0,069 (0,115)
log $\overline{c}$	–	0,289 (0,329)
R^2	0,47	0,34

NOTE Erreur type entre parenthèses.
1 Nombre d'observations = 29.

aux réserves de gaz naturel. Même si les prix avaient joué un rôle plus important dans les découvertes, il n'aurait pas été possible d'estimer l'offre ultime de gaz naturel non associé dans ces circonstances parce qu'il n'existe pas de mécanisme limitatif pour réduire le taux des découvertes de réserves de gaz naturel.

Comme il est possible qu'il y ait colinéarité entre le prix des réserves de pétrole et le prix des réserves de gaz naturel, les régressions ont été faites en excluant le prix des réserves de pétrole. Dans le modèle linéaire, le prix du gaz naturel devient une variable explicative des découvertes plus stable, mais les découvertes cumulatives continuent d'être une variable instable et rendent donc le modèle inefficace pour estimer l'offre ultime. Dans le modèle log-linéaire partiel, les résultats ont été encore moins bons que ceux qui figurent au tableau 5-8 lorsque cette dernière variable n'a pas été incluse.

Le fait que les effets des prix à court terme ne ressortent pas clairement des équations des découvertes concorde avec les résultats obtenus à partir du modèle des additions aux réserves. Rappelons-nous que dans la plupart des cas le paramètre α dans l'équation des additions aux réserves n'était pas sensiblement différent de 1 et que dans ce cas la relation à court terme entre le prix des réserves et le volume des additions aux réserves n'était pas déterminante. Il n'est donc pas étonnant que les effets des prix à court terme ne puissent pas non plus être observés dans les équations des découvertes.

6 Répercussions sur la politique énergétique canadienne

Les principales questions de politique énergétique au Canada continueront, dans les années 80 et peut-être après, d'être : 1) la dépendance du Canada à l'égard du pétrole importé et 2) les exportations canadiennes de gaz naturel et l'établissement des prix du gaz naturel au Canada. La dépendance future à l'égard du pétrole importé est devenue une question de politique énergétique dans les années 70 par suite des hausses des prix mondiaux du pétrole et de la crise pétrolière provoquée par les pays arabes producteurs de pétrole conjuguées avec la conviction que le Canada avait le potentiel pour devenir autosuffisant sur le plan de la consommation de pétrole. Au moment de lancer le Programme énergétique national (PEN) en 1980, le gouvernement fédéral prévoyait que l'autosuffisance serait atteinte au début des années 90 par l'exploitation du potentiel représenté par les sources de pétrole tant classique que non classique et par le remplacement du pétrole par le gaz naturel et l'électricité. Le PEN et les modifications qui lui ont été apportées ont établi des barèmes de prix et des régimes d'imposition à cette fin. Toutefois, les barèmes de prix établis dans le programme final qui a suivi l'entente signée avec l'Alberta surestimaient beaucoup les futurs prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) parce qu'ils surestimaient les prix mondiaux futurs du pétrole, lesquels fixent une limite supérieure aux PRNP[1]. Aujourd'hui, on pense généralement que les prix mondiaux du pétrole demeureront assez stables ou même diminueront en termes réels au cours des prochaines années. Cela signifie que dans le cas où les taxes à la production de pétrole ne seraient pas diminuées, on pourrait s'attendre également à ce que le prix des nouvelles réserves demeure lui aussi relativement stable. Mais, comme nous l'avons souligné au chapitre 3, une réduction des taxes à la production aurait pour effet de faire augmenter le prix des réserves même si les prix à la tête de puits demeuraient constants. Une telle réduction de taxes constituerait donc une incitation plus grande encore à chercher et à découvrir de nouvelles réserves de pétrole classique ainsi qu'à mettre en valeur les réserves connues de pétrole non classique. La question importante est toutefois de savoir dans quelle mesure une réduction de taxes peut faire augmenter les additions aux réserves et, par conséquent, les additions aux disponibilités. Les résultats de la présente étude peuvent aider à répondre à cette question dans le cas des sources de pétrole classique du bassin de l'Alberta.

On se rappellera que les résultats de l'analyse des données désagrégées ont révélé que les horizons géologiques qui représentent déjà 98 % des réserves du bassin de l'Alberta pourraient fournir des additions aux réserves récupérables de pétrole classique variant de 60 à 160 millions de m^3, le gros de ces additions provenant des sédiments du Dévonien supérieur. On se rappellera également que l'estimation la plus faible, 60 millions de m^3, avait été obtenue à partir d'un modèle qui postulait l'incapacité de discrimination et qui était fondé sur un prix des réserves de pétrole de 70 $/$m^3$, ce qui correspond à peu près au niveau auquel se situe le PRNP moyen aujourd'hui. L'estimation la plus forte, 160 millions de m^3, avait été obtenue à partir d'un modèle qui postulait une capacité de parfaite discrimination. Les estimations obtenues dans ce dernier cas pour le Dévonien supérieur ont été telles qu'aucune diminution du taux des additions aux réserves en fonction des activités cumulatives de forage n'a pu être décelée. Comme il avait été jugé rentable de forer dans le Dévonien supérieur même à des prix des réserves bien inférieurs à 70 $/$m^3$ et que rien ne semblait indiquer que le taux des additions aux réserves pouvait diminuer dans le temps, il n'a pas été possible de déterminer une solution unique dans le cas du calcul de l'offre ultime. Aussi a-t-il fallu fixer une limite supérieure au niveau des activités cumulatives de forage dans le Dévonien supérieur pour calculer la limite supérieure des additions aux réserves de pétrole dans l'ensemble du bassin de l'Alberta. Même si cette hypothèse peut sembler un peu arbitraire, il est possible de la justifier en disant que le taux des additions diminuera éventuellement. Cette hypothèse faite, un taux de diminution faible et différent de 0 a été fixé pour les estimations, et les résultats ont indiqué qu'on pouvait prévoir des additions aux réserves de pétrole de l'ordre de 105 millions de m^3 environ à un prix des réserves de pétrole de 70 $/$m^3$. Bien qu'aucun des modèles utilisés dans la présente étude ne tente de prédire le profil temporel de ces additions aux réserves, si des activités annuelles de forage demeurent au niveau observé en 1981, les additions dont nous avons estimé le volume devraient alors être enregistrées au début des années 90.

La méthode utilisée au chapitre 4 pour calculer l'élasticité de l'offre ultime par rapport à des hausses du prix des réserves peut également servir pour calculer l'incidence d'une réduction de taxes sur l'offre ultime. Une réduction de taxes a pour effet de faire

augmenter le prix des réserves, même si les prix à la tête de puits peuvent demeurer constants. Supposons, par exemple, que les taxes sont réduites de telle sorte que le prix des réserves passe de son actuel niveau moyen de 70 $/m³ à environ 90 $/m³. Si le modèle utilisé est celui dans lequel l'incapacité de discrimination est postulée, les résultats de l'analyse des données désagrégées indiquent que l'effet d'une telle hausse du prix des réserves ferait augmenter les additions aux réserves exploitables par récupération primaire d'environ 2,5 millions de m³ (15,7 millions de barils) par rapport aux additions estimées pour un prix de 70 $/m³. D'autre part, le modèle où la capacité de parfaite discrimination est postulée et où un faible taux de diminution est imposé au taux des additions aux réserves révèle qu'une telle hausse du prix des réserves de pétrole aurait pour effet que les additions aux réserves exploitables par récupération primaire seraient d'environ 12 millions de m³ (75,5 millions de barils) plus importantes que ce ne serait le cas autrement[2]. Dans le cas où l'incapacité de discrimination est postulée, l'élasticité-prix de l'offre des réserves est d'environ 0,15, tandis qu'elle est d'environ 0,40 lorsqu'il existe une capacité de parfaite discrimination. Comme ces deux séries de résultats représentent les deux cas extrêmes en termes de capacité d'orienter les travaux de forage, on peut raisonnablement supposer que la réalité se situe quelque part entre ces deux extrêmes.

Dans tous les cas, les résultats indiquent qu'on peut s'attendre à une plus forte augmentation des réserves de pétrole classique par suite d'une telle hausse du prix des réserves de pétrole. Une hausse supplémentaire du prix des réserves occasionnerait d'autres additions aux réserves, mais, encore ici, il ne faut pas s'attendre à ce que ces nouvelles additions soient importantes. On peut donc conclure qu'il faut s'attendre à ce qu'un allègement fiscal qui a pour effet de faire augmenter le prix des réserves de pétrole fasse également augmenter les réserves ultimes de pétrole classique exploitables par récupération primaire et que ces volumes additionnels devraient varier entre 2,5 et 12 millions de m³, le gros des additions provenant du Dévonien supérieur. Dans l'échelle des prix envisagés plus haut, une hausse de 1 % du prix des réserves de pétrole entraîne une augmentation des additions aux réserves de pétrole exploitables par *récupération primaire* variant entre 0,15 et 0,40 %.

Il faut toutefois faire remarquer de nouveau que les estimations des additions aux réserves exploitables par récupération primaire n'ont nécessairement été faites que pour les horizons géologiques et les zones du bassin de l'Alberta pour lesquels il existe des séries chronologiques sur les forages. Il y a des horizons dans le bassin de l'Alberta sur lesquels on a peu ou très peu de données et qui sont, d'après les estimations de l'industrie, très riches en possibilités pétrolières. C'est le cas notamment des diverses formations sédimentaires du bassin profond de l'Alberta qui, d'après l'industrie, renferment très probablement d'importantes réserves de pétrole léger et de pétrole à densité moyenne, mais la réalisation de ce potentiel sera influencée par les incitations économiques à l'exploration et à la mise en valeur qui subsisteront une fois les impôts déduits.

Il convient de noter que l'étude nous a fait découvrir qu'un certain nombre d'horizons géologiques et de zones n'offraient qu'une très petite incitation économique nette à effectuer des forages de mise en valeur des réserves de pétrole. Chaque combinaison d'horizon et de zone présente des caractéristiques uniques de rendement et de coûts ainsi qu'un niveau d'incertitude qui lui est propre, de sorte qu'il faut un régime d'imposition susceptible d'assurer la *rentabilité* du cycle complet d'exploration et de mise en valeur. Une nouvelle politique pétrolière économiquement efficace n'a pas à juger d'avance du « niveau adéquat » des rentrées nettes, mais doit seulement permettre que puisse être obtenu pour tout prix mondial donné du pétrole le maximum de rentrées nettes sur la production du nouveau pétrole.

La deuxième question importante en matière de politique énergétique qui a été mentionnée au début du présent chapitre concerne le volume des exportations de gaz naturel et l'établissement des prix du gaz naturel. Les résultats de la présente étude ont un rapport avec cette question en ce sens que le volume des exportations de gaz naturel pouvant être autorisées dépend des estimations de l'offre des réserves de gaz naturel qui dépendent elles-mêmes du prix des réserves de cet hydrocarbure. Mises à part les formations de Milk River et de Medicine Hat et celles du bassin profond de l'Alberta, la présente étude estime qu'à un prix des réserves de gaz naturel de 15 $/10³ m³, le potentiel du bassin de l'Alberta en termes d'additions aux réserves de gaz naturel non associé se situe entre 443 et 804 milliards de m³. Ajouté au niveau estimé pour 1981 des réserves prouvées et pouvant être commercialisées, cela donne un potentiel ultime situé entre 1 953 et 2 314 milliards de m³ de gaz naturel non associé. Au niveau estimé pour 1981 des livraisons de gaz naturel associé et de gaz naturel non associé réunis, cela représente pour le seul gaz naturel *non associé* des approvisionnements de 25 à 30 ans.

On estime que l'élasticité des additions aux réserves par rapport au prix des réserves est plus grande pour le gaz naturel que pour le pétrole. Dans les cas où il est possible de la déterminer, l'élasticité-prix a été plus grande que 1, de sorte qu'on pourrait s'attendre à ce qu'une augmentation de 1 % du prix des réserves de gaz naturel fasse augmenter d'au moins 1 % le niveau ultime des additions aux réserves de gaz naturel. Les

résultats tendent donc à confirmer l'opinion générale selon laquelle l'offre potentielle de gaz naturel au Canada est grande et représente plusieurs fois le volume des livraisons du moment. Ils donnent également à penser que le Canada pourrait aller loin dans le sens de l'indépendance à l'égard des importations de pétrole si les possibilités de substitution du gaz naturel au pétrole étaient suffisamment grandes. Mais, évidemment, les possibilités de substitution au Canada dépendent des prix intérieurs relatifs de ces deux sources d'énergie et, à court terme, de la technologie de l'utilisation de l'énergie. Le Canada a actuellement pour politique de garder le prix intérieur du gaz naturel à 65 % du prix du pétrole équivalent en termes énergétiques. Cette politique est fondée sur la volonté de stimuler la substitution du gaz naturel au pétrole et sur la présomption que s'il était déréglementé, le prix du gaz naturel augmenterait jusqu'à atteindre le prix du pétrole équivalent en termes énergétiques. Mais cela ne pourrait arriver que dans l'hypothèse discutable où ces deux sources d'énergie sont des substituts parfaits. Étant donné la conjoncture actuelle concernant l'offre de gaz naturel, plutôt que d'augmenter, il est possible que s'ils étaient déréglementés, les prix du gaz naturel diminueraient par rapport à leur niveau actuel, ce qui aurait pour effet d'élargir le marché intérieur et donc d'aider à atténuer le problème du « manque de débouchés ». En outre, il n'est même pas certain que si les prix à la tête de puits du gaz naturel baissaient dans le cadre d'une telle déréglementation, le prix des réserves baisserait également. Une réduction de la durée du délai entre la date de découverte et le début de la production attribuable à une expansion du marché pourrait plus que compenser l'effet d'une baisse des prix à la tête de puits. Mais si le prix des réserves de gaz naturel devait baisser, les résultats de la présente étude indiquent que l'offre potentielle ultime continuerait d'être grande, même dans le scénario du prix des réserves le plus bas.

Le marché d'exportation est l'autre marché important pour le gaz naturel produit au Canada. Les volumes d'exportation actuels sont très inférieurs aux volumes autorisés, en partie à cause du prix élevé à l'exportation. Les récentes décisions en matière de politique ont permis aux entreprises d'offrir des rabais pour élargir leur marché d'exportation, et il semble probable que de nouveaux rabais pourraient faire augmenter sensiblement les ventes. Bien que la discussion des différentes stratégies d'établissement des prix qui pourraient être employées dans ce marché n'entre pas dans le cadre de la présente étude, il faut remarquer que la réduction du prix à l'exportation dans le but d'élargir les marchés d'exportation n'aura pas nécessairement pour effet d'affaiblir l'incitation à chercher du gaz naturel, pour la raison qui a été invoquée précédemment en rapport avec l'effet d'une baisse du prix intérieur du gaz naturel au point de livraison. L'augmentation des ventes aura tendance à réduire la durée du délai entre la découverte et la production qui, comme nous l'avons vu au chapitre 3, fait augmenter le prix des réserves en terre. Par conséquent, une baisse des prix à la tête de puits qui fait augmenter les ventes pourrait faire augmenter le prix des réserves et accroître l'incitation à effectuer d'autres forages d'exploration et à ajouter ainsi aux réserves déjà établies. On peut montrer que, selon certaines hypothèses raisonnables, l'élasticité entre la durée du délai et les prix à la tête de puits qui laisse le prix des réserves inchangé est inversement proportionnelle au produit du taux d'actualisation par la durée du délai. Par exemple, si le taux d'actualisation est de 0,10 et la durée du délai, de cinq ans, alors une diminution de 1 % des prix à la tête de puits doit entraîner une diminution de 2 % de la durée du délai pour que le prix des réserves demeure inchangé. Toute réduction plus grande de la durée du délai dans ces mêmes conditions entraîne une hausse du prix des réserves en terre.

Une autre raison qui pourrait inciter le gouvernement à adopter des politiques visant à stimuler la recherche de nouvelles réserves de gaz naturel, c'est que cette recherche entraîne la découverte de pétrole étant donné qu'il n'est jamais possible d'exercer une discrimination parfaite. Nous avons montré au chapitre 4 que lorsque le modèle utilisé était celui dans lequel l'incapacité de discrimination est postulée, les additions aux réserves de pétrole étaient très élastiques par rapport à des augmentations du prix des réserves de gaz naturel. Par conséquent, la volonté d'atteindre l'autosuffisance pétrolière par la découverte de nouvelles réserves de pétrole classique dépend en partie du prix des réserves de gaz naturel.

Appendices

Appendice A

Les tableaux A-1 et A-3 donnent les prix à la tête de puits, les rentrées nettes des producteurs et les prix des réserves aménagées et non aménagées pour le pétrole et le gaz naturel, respectivement, tels qu'ils ont été analysés au chapitre 3. Les tableaux A-2 et A-4 indiquent les divers coûts, les taxes et coûts de location des terres et les redevances utilisés dans les calculs dont les résultats figurent aux tableaux A-1 et A-3. Le présent appendice expose également en détail le calcul des prix des réserves.

Détails du calcul des prix des réserves

Comme nous l'avons indiqué au chapitre 3, le calcul du prix des réserves en terre est effectué en déduisant divers coûts et taxes du prix à la tête de puits, puis en actualisant le flux des rentrées nettes attendues par unité de produit. L'exemple donné ici est celui du calcul du prix des réserves de pétrole de 1981. Il faut remarquer que ce prix n'est pas celui des réserves d'un gisement précis du bassin de l'Alberta, mais le prix des réserves d'un gisement « moyen » découvert en 1981 et exploité à un taux constant pendant 15 ans. Les calculs sont faits en dollars de 1981.

Prix du pétrole à la tête de puits	18,61 $/baril (117,12 $/m³)
Moins :	
Coûts d'exploitation des puits et autres coûts	1,38 $/baril
Taxes provinciales (excluant l'impôt sur le revenu), coûts de location des terres et autres coûts de location	0,27 $/baril
Redevances provinciales	6,09 $/baril
Rentrées nettes des producteurs (excluant l'impôt sur le revenu)	10,87 $/baril (68,41 $/m³)
Moins :	
Impôt sur le revenu	8,10 $/baril
Plus :	
Déduction pour ressources	1,52 $/baril
Dégrèvement provincial	0,53 $/baril
Rentrées nettes des producteurs (incluant l'impôt net sur le revenu) (p_{nn})	4,82 $/baril (30,33 $/m³)

Le prix des réserves tant aménagées que non aménagées peut être calculé à partir de cette deuxième valeur des rentrées nettes des producteurs. Le prix des réserves aménagées est représenté de la façon suivante :

$$\left[\int_0^T p_{nn} q \, exp(-(r-i)t)dt\right] \times F.$$

où

- p_{nn} = la deuxième valeur des rentrées nettes des producteurs calculée plus haut;
- q = un taux de production constant;
- r = le taux d'intérêt nominal;
- i = le taux d'augmentation du prix du pétrole prévu par l'industrie;
- T = la durée de la période de production du gisement moyen;
- F = un facteur fiscal permettant de tenir compte du fait que l'acquisition de réserves par des activités d'exploration est déductible d'impôt. $F = 1{,}0/(1{,}0 - \tau_1 - \tau_1/3{,}0)$ où τ_1 est le taux d'imposition sur le revenu.

Le prix des réserves aménagées est donc :

$$[\,4{,}82(1{,}0 - exp\,(-15(0{,}23 - 0{,}10)))/$$

$$15(0{,}23 - 0{,}10)\,]\;2{,}68 = 4{,}82(0{,}44)(2{,}68)$$

$$= \$5{,}69/\text{baril}\,(\$35{,}78/\text{m}^3).$$

Pour obtenir le prix des réserves non aménagées, il faut déduire les coûts d'aménagement. Nous supposons que ces coûts sont occasionnés la première année de la période de production. Par conséquent, le prix des réserves non aménagées est représenté par :

$$[\,4{,}82\,(0{,}44) - 0{,}87\,]\;2{,}68$$

$$= \$3{,}35/\text{baril}\,(\$21{,}13/\text{m}^3).$$

Tableau A-1

Pétrole brut en Alberta : prix à la tête de puits, rentrées nettes des producteurs et prix des réserves, 1947-1981

Dollars nominaux/m^3

	Prix à la tête de puits	Rentrées nettes des producteurs	Prix des réserves	
			Aménagées	Non aménagées
1947	12,52	10,93	5,68	5,07
1948	21,84	18,77	8,98	7,91
1949	19,01	14,38	6,18	5,40
1950	19,45	14,68	5,91	5,01
1951	18,12	13,03	5,35	4,57
1952	15,98	10,74	3,88	3,09
1953	15,04	10,10	3,81	3,02
1954	16,80	11,81	4,59	3,66
1955	15,54	10,97	4,81	3,93
1956	15,67	11,09	4,84	3,87
1957	16,74	11,58	4,37	3,07
1958	16,36	10,10	4,01	2,62
1959	15,92	10,35	4,09	2,61
1960	14,73	8,72	3,79	2,13
1961	14,79	9,84	3,88	2,23
1962	15,48	10,32	4,33	2,89
1963	16,11	10,65	4,55	3,15
1964	16,11	10,73	4,70	3,26
1965	16,05	10,62	4,73	3,35
1966	16,17	10,91	4,66	3,11
1967	16,11	11,01	4,45	2,77
1968	16,17	10,96	4,09	2,49
1969	16,17	10,96	4,00	2,24
1970	16,17	11,18	3,68	2,22
1971	17,62	12,13	4,52	3,45
1972	17,94	12,48	4,84	3,96
1973	21,96	17,38	6,64	5,86
1974	36,25	29,48	18,49	16,95
1975	45,69	30,02	16,03	13,72
1976	53,49	32,17	28,63	24,48
1977	64,32	38,55	33,89	29,40
1978	77,09	45,08	39,77	34,22
1979	86,85	52,87	44,59	38,38
1980	96,98	56,05	37,23	27,88
1981	117,12	68,43	35,78	21,13

NOTE Les rentrées nettes des producteurs sont le prix à la tête de puits moins les coûts d'exploitation et les redevances. Les prix des réserves sont calculés dans l'hypothèse où l'acquéreur de réserves paie des impôts sur le revenu tiré de la production subséquente.

Tableau A-2

Coûts, taxes et redevances associés à la production de pétrole brut, 1947-1981

Dollars nominaux/m^3

	Coûts d'exploitation des puits et autres coûts d'exploitation	Taxes provinciales et coûts des terres[1]	Redevances	Coûts de mise en valeur
1947	0,72	0,36	0,52	0,49
1948	1,89	0,24	0,94	0,86
1949	2,61	0,85	1,16	0,61
1950	2,36	1,08	1,33	0,71
1951	2,34	1,11	1,64	0,54
1952	2,22	1,33	1,70	0,52
1953	2,17	1,28	1,49	0,53
1954	2,13	1,21	1,65	0,62
1955	1,90	1,00	1,68	0,60
1956	1,96	0,85	1,77	0,67
1957	2,12	1,01	2,03	0,90
1958	3,08	1,34	1,85	0,96
1959	2,81	1,20	1,57	0,99
1960	3,31	1,21	1,49	1,12
1961	2,43	1,07	1,45	1,10
1962	2,41	0,89	1,86	0,96
1963	2,61	0,85	2,00	0,94
1964	2,47	0,87	2,04	0,96
1965	2,45	0,88	2,11	0,92
1966	2,34	0,81	2,12	1,04
1967	2,08	0,75	2,27	1,13
1968	2,16	0,74	2,32	1,08
1969	2,10	0,74	2,37	1,18
1970	1,93	0,66	2,41	0,98
1971	2,16	0,63	2,70	0,72
1972	1,98	0,52	2,95	0,58
1973	2,03	0,45	2,10	0,52
1974	2,36	0,79	3,62	0,80
1975	3,43	1,02	11,23	1,20
1976	4,56	1,22	15,55	1,55
1977	4,42	1,09	20,26	1,68
1978	5,28	1,17	25,56	2,07
1979	5,84	1,12	27,01	2,32
1980	7,62	1,44	31,87	3,49
1981	8,69	1,70	38,30	5,47

1 Excluant l'impôt sur le revenu.

Tableau A-3

Gaz naturel en Alberta : prix à la tête de puits, rentrées nettes des producteurs et prix des réserves, 1949-1981[1]

Dollars nominaux/10^3 m^3

	Prix à la tête de puits	Rentrées nettes des producteurs	Prix des réserves	
			Aménagées	Non aménagées
1949	0,28	–	–	–
1950	0,45	–	–	–
1951	0,78	–	–	–
1952	1,38	–	–	–
1953	1,47	–	–	–
1954	2,22	0,80	0,16	–
1955	2,59	1,37	0,32	–
1956	2,14	0,94	0,21	–
1957	2,42	1,25	0,20	–
1958	2,14	0,92	0,16	–
1959	2,01	0,94	0,22	–
1960	2,60	1,53	0,48	0,20
1961	2,70	1,78	0,53	0,23
1962	3,38	2,57	0,87	0,65
1963	3,76	2,76	0,95	0,70
1964	4,13	3,11	1,07	0,82
1965	4,67	3,48	1,18	0,91
1966	5,57	4,34	1,33	1,04
1967	6,41	5,12	1,37	1,06
1968	7,32	5,85	1,42	1,09
1969	6,27	4,84	1,07	0,72
1970	5,05	3,67	0,68	0,38
1971	4,63	3,09	0,69	0,43
1972	4,84	3,14	0,74	0,46
1973	6,29	4,11	1,02	0,68
1974	12,48	9,20	2,79	2,29
1975	23,63	17,42	5,54	4,66
1976	34,44	22,72	12,37	10,53
1977	45,43	25,33	11,96	9,37
1978	52,93	25,74	11,01	7,32
1979	63,82	31,15	11,93	7,20
1980	90,05	49,99	15,80	9,56
1981	98,74	55,53	11,65	3,81

NOTE Le prix à la tête de puits est le prix estimé du gaz naturel à l'entrée de l'usine de gaz, compte tenu du prix des coproduits et des coûts de traitement à l'usine de gaz. Les rentrées nettes des producteurs sont le prix à la tête de puits moins les coûts d'exploitation et les redevances. Les prix des réserves sont calculés dans l'hypothèse où l'acquéreur de réserves paie des impôts sur le revenu tiré de la production subséquente.

1 Les prix négatifs n'apparaissent pas.

Tableau A-4

Coûts, taxes et redevances associés à la production de gaz naturel, 1947-1981

Dollars nominaux/10^3 m^3

	Coûts d'exploitation des puits et autres coûts d'exploitation	Taxes provinciales et coûts des terres[1]	Redevances	Coûts de mise en valeur
1947	0.24	0.12	0.00	0.18
1948	0.66	0.08	0.00	0.38
1949	0.97	0.32	0.00	0.32
1950	0.80	0.36	0.00	0.40
1951	0.79	0.38	0.02	0.29
1952	0.87	0.52	0.06	0.32
1953	0.89	0.52	0.07	0.32
1954	0.84	0.47	0.10	0.36
1955	0.72	0.38	0.12	0.32
1956	0.77	0.33	0.10	0.37
1957	0.73	0.35	0.09	0.43
1958	0.78	0.34	0.10	0.34
1959	0.68	0.29	0.10	0.32
1960	0.69	0.25	0.13	0.32
1961	0.54	0.24	0.14	0.32
1962	0.43	0.16	0.22	0.22
1963	0.53	0.17	0.30	0.25
1964	0.51	0.18	0.33	0.25
1965	0.59	0.21	0.39	0.26
1966	0.58	0.20	0.45	0.30
1967	0.57	0.20	0.52	0.34
1968	0.66	0.23	0.59	0.38
1969	0.67	0.24	0.52	0.42
1970	0.70	0.24	0.44	0.39
1971	0.86	0.25	0.43	0.32
1972	1.00	0.26	0.43	0.33
1973	1.27	0.28	0.63	0.41
1974	1.59	0.53	1.16	0.54
1975	2.39	0.71	3.11	0.84
1976	3.64	0.98	7.10	1.24
1977	4.58	1.13	14.39	1.73
1978	6.17	1.37	19.65	2.42
1979	8.26	1.59	22.82	3.27
1980	10.69	2.02	27.35	4.90
1981	11.68	2.28	29.25	7.35

1 Excluant l'impôt sur le revenu.

Appendice B

Les tableaux de l'appendice B ont été publiés dans un document à part qu'on peut se procurer en s'adressant à la Division de l'information, Conseil économique du Canada, C.P. 527, Ottawa, Ontario, K1P 5V6.

Liste des tableaux

B-1 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Crétacé supérieur, zone 1

B-2 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Crétacé supérieur, zone 7

B-3 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Crétacé supérieur, zone 8

B-4 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans l'horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 1

B-5 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans l'horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 2

B-6 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans l'horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 3

B-7 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans l'horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 7

B-8 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans l'horizon de Mannville, zone 1

B-9 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans l'horizon de Mannville, zone 2

B-10 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans l'horizon de Mannville, zone 3

B-11 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans l'horizon de Mannville, zone 7

B-12 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans l'horizon de Mannville, zone 8

B-13 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Jurassique, zone 1

B-14 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Jurassique, zone 8

B-15 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Trias, zone 6

B-16 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Trias, zone 7

B-17 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Mississippien, zone 1

B-18 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Mississippien, zone 3

B-19 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Mississippien, zone 6

B-20 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Mississippien, zone 7

B-21 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Mississippien, zone 8

B-22 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Dévonien supérieur, zone 1
B-23 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Dévonien supérieur, zone 3
B-24 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Dévonien supérieur, zone 7
B-25 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Dévonien supérieur, zone 8
B-26 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, zone 0
B-27 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, zone 7
B-28 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans le Silurien, l'Ordovicien, le Cambrien et le Précambrien, zone 0
B-29 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Crétacé supérieur, zone 1
B-30 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Crétacé supérieur, zone 2
B-31 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Crétacé supérieur, zone 7
B-32 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Crétacé supérieur, zone 8
B-33 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 1
B-34 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 2
B-35 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 3
B-36 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 6
B-37 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 7
B-38 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 8
B-39 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 1
B-40 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 2
B-41 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 3
B-42 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 4
B-43 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 6
B-44 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 7
B-45 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 8
B-46 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Jurassique, zone 7
B-47 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Jurassique, zone 8

B-48 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Trias, zone 6
B-49 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Trias, zone 7
B-50 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Permien et Pennsylvanien, zone 7
B-51 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Mississippien, zone 1
B-52 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Mississippien, zone 6
B-53 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Mississippien, zone 7
B-54 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Mississippien, zone 8
B-55 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Mississippien, zone 9
B-56 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 1
B-57 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 3
B-58 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 4
B-59 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 6
B-60 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 7
B-61 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 8
B-62 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 9
B-63 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, zone 5
B-64 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, zone 6
B-65 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, zone 7
B-66 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel, Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, zone 8
B-67 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Crétacé supérieur, zone 1
B-68 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Crétacé supérieur, zone 2
B-69 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Crétacé supérieur, zone 3
B-70 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Crétacé supérieur, zone 6
B-71 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Crétacé supérieur, zone 7
B-72 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Crétacé supérieur, zone 8
B-73 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Crétacé supérieur, zone 9

B-74 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 0

B-75 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 1

B-76 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 2

B-77 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 3

B-78 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 6

B-79 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 7

B-80 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Viking et sédiments équivalents, zone 8

B-81 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 0

B-82 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 1

B-83 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 2

B-84 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 3

B-85 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 4

B-86 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 5

B-87 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 6

B-88 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 7

B-89 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 8

B-90 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, zone 9

B-91 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Jurassique, zone 1

B-92 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Jurassique, zone 3

B-93 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Jurassique, zone 7

B-94 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Jurassique, zone 8

B-95 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Jurassique, zone 9

B-96 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Trias, zone 6

B-97 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Trias, zone 7

B-98 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Trias, zone 9

B-99 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Permien et Pennsylvanien, zone 6

B-100 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Permien et Pennsylvanien, zone 7
B-101 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Mississippien, zone 1
B-102 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Mississippien, zone 3
B-103 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Mississippien, zone 5
B-104 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Mississippien, zone 6
B-105 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Mississippien, zone 7
B-106 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Mississippien, zone 8
B-107 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Mississippien, zone 9
B-108 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 0
B-109 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 1
B-110 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 2
B-111 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 3
B-112 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 4
B-113 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 5
B-114 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 6
B-115 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 7
B-116 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 8
B-117 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, zone 9
B-118 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, zone 0
B-119 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, zone 5
B-120 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, zone 6
B-121 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, zone 7

Appendice C

Les tableaux de l'appendice C ont été publiés dans un document à part qu'on peut se procurer en s'adressant à la Division de l'information, Conseil économique du Canada, C.P. 527, Ottawa, Ontario, K1P 5V6.

Liste des tableaux

C-1 Additions aux réserves et accroissements des réserves de pétrole dans le Dévonien supérieur, toutes les zones

C-2 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel non associé, Dévonien supérieur, toutes les zones

C-3 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel associé, Dévonien supérieur, toutes les zones

C-4 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Dévonien supérieur, toutes les zones

C-5 Additions aux réserves et accroissements des réserves de pétrole dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, toutes les zones sauf la zone 5

C-6 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel non associé, Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, toutes les zones sauf la zone 5

C-7 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel associé, Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, toutes les zones sauf la zone 5

C-8 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, toutes les zones sauf la zone 5

C-9 Additions aux réserves et accroissements des réserves de pétrole dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, zone 5

C-10 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel non associé, Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, zone 5

C-11 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel associé, Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, zone 5

C-12 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Beaverhill Lake et Dévonien inférieur, zone 5

C-13 Additions aux réserves et accroissements des réserves de pétrole dans l'horizon de Mannville, toutes les zones

C-14 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel non associé, horizon de Mannville, toutes les zones

C-15 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel associé, horizon de Mannville, toutes les zones

C-16 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Mannville, toutes les zones

C-17 Additions aux réserves et accroissements des réserves de pétrole dans l'horizon de Viking et sédiments équivalents, toutes les zones

C-18 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel non associé, horizon de Viking et sédiments équivalents, toutes les zones

C-19 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel associé, horizon de Viking et sédiments équivalents, toutes les zones

C-20 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, horizon de Viking et sédiments équivalents, toutes les zones

C-21 Additions aux réserves et accroissements des réserves de pétrole dans le Mississippien, toutes les zones

C-22 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel non associé, Mississippien, toutes les zones

C-23 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel associé, Mississippien, toutes les zones

C-24 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Mississippien, toutes les zones

C-25 Additions aux réserves et accroissements des réserves de pétrole dans le bassin de l'Alberta

C-26 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel non associé, bassin de l'Alberta

C-27 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel associé, bassin de l'Alberta

C-28 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, bassin de l'Alberta

C-29 Additions aux réserves et accroissements des réserves de pétrole dans le Crétacé supérieur, zone 8

C-30 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel non associé, Crétacé supérieur, zone 8

C-31 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel associé, Crétacé supérieur, zone 8

C-32 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Crétacé supérieur, zone 8

C-33 Additions aux réserves et accroissements des réserves de pétrole dans le Crétacé supérieur, zone 1

C-34 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les gros gisements de gaz naturel non associé, Crétacé supérieur, zone 1

C-35 Additions aux réserves et accroissements des réserves dans les petits gisements de gaz naturel, Crétacé supérieur, zone 1

Appendice D

Les tableaux D-1 à D-10 donnent le nombre de puits par horizon géologique, zone géographique et année dans le bassin de l'Alberta. Ces données ont servi de base au calcul du nombre de puits visant des horizons précis. Elles sont tirées de KCNP (1980).

Tableau D-1

Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 0, 1945-1980

	Crétacé supérieur	Viking et sédiments équivalents	Mannville	Juras-sique	Trias	Permien et Pennsyl-vanien	Mississip-pien	Dévonien supérieur	Beaverhill Lake et Dévonien inférieur	Silurien, Ordovicien, Cambrien et Précambrien
1945	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
1946	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1947	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1948	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1949	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0
1950	2	2	2	0	0	1	2	2	2	1
1951	6	6	6	0	0	3	6	6	3	3
1952	15	14	15	0	0	3	14	15	12	11
1953	6	5	6	0	0	5	5	6	6	5
1954	6	6	6	0	0	2	6	6	6	6
1955	6	6	6	0	0	4	6	6	3	4
1956	15	15	15	0	0	4	14	15	12	12
1957	21	21	21	0	0	4	20	19	17	18
1958	36	32	36	0	0	6	25	35	32	33
1959	19	15	19	0	0	5	12	19	17	17
1960	19	16	19	0	0	2	12	19	18	19
1961	8	6	8	0	0	1	5	8	7	7
1962	13	14	14	0	0	1	14	14	14	12
1963	33	33	33	0	0	3	32	29	29	29
1964	41	38	41	0	0	3	37	39	37	35
1965	152	151	154	0	0	5	149	150	149	106
1966	170	161	171	0	0	5	161	167	166	103
1967	97	89	99	0	0	7	86	93	91	66
1968	75	67	75	0	0	3	62	71	68	56
1969	71	64	70	0	0	1	64	69	69	44
1970	49	44	52	0	0	2	40	48	48	33
1971	51	48	51	0	0	2	42	47	46	37
1972	71	64	71	0	0	4	62	59	59	30
1973	64	58	65	0	0	11	56	47	46	36
1974	64	60	63	0	0	7	60	53	51	39
1975	48	42	48	0	0	5	43	36	34	26
1976	93	72	92	0	0	2	72	75	53	51
1977	115	93	116	0	0	6	83	90	64	55
1978	81	62	85	0	0	7	63	68	48	43
1979	89	84	94	0	0	6	81	80	66	53
1980	66	60	66	0	0	3	61	62	53	46

SOURCE KCNP (1980).

Tableau D-2

Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 1, 1945-1980

	Crétacé supérieur	Viking et sédiments équivalents	Mannville	Jurassique	Trias	Permien et Pennsylvanien	Mississippien	Dévonien supérieur	Beaverhill Lake et Dévonien inférieur	Silurien, Ordovicien, Cambrien et Précambrien
1945	437	314	261	176	0	0	201	49	3	3
1946	38	34	29	16	0	0	24	9	0	0
1947	65	52	27	10	0	0	23	7	1	1
1948	41	37	33	14	0	0	29	5	0	0
1949	39	30	28	9	0	0	27	16	3	2
1950	49	43	38	12	0	0	35	17	3	2
1951	145	129	111	29	0	0	98	40	5	3
1952	178	168	153	48	0	0	136	70	12	4
1953	253	236	219	48	0	0	176	113	2	1
1954	195	177	160	29	0	0	128	56	0	0
1955	174	159	142	40	0	0	123	50	4	1
1956	173	160	145	39	0	0	130	42	2	0
1957	158	148	132	36	0	0	122	47	6	6
1958	204	164	152	28	0	0	104	38	7	5
1959	353	284	269	36	0	0	243	34	4	2
1960	264	226	207	42	0	0	187	26	8	5
1961	261	223	209	41	0	0	195	32	12	9
1962	323	287	257	33	0	0	241	21	4	2
1963	407	329	311	87	0	0	296	29	5	4
1964	448	420	411	102	0	0	393	23	9	6
1965	510	473	458	195	0	0	402	27	2	0
1966	324	286	273	132	0	0	239	21	1	0
1967	364	321	306	103	0	0	262	23	4	3
1968	452	368	352	139	0	0	292	34	16	7
1969	475	329	315	130	0	0	282	56	16	4
1970	672	358	329	117	0	0	282	41	9	1
1971	779	448	420	174	0	0	368	33	7	3
1972	1 185	588	550	223	0	0	473	34	3	2
1973	1 558	721	660	187	0	0	596	63	0	0
1974	1 594	633	585	255	0	0	514	53	5	5
1975	1 483	508	459	174	0	0	394	30	0	0
1976	2 142	699	615	146	0	0	542	45	4	3
1977	2 164	881	782	254	0	0	704	50	4	4
1978	2 561	1 154	1 052	326	0	0	942	85	22	23
1979	2 258	1 001	910	291	0	0	766	67	2	0
1980	734	361	314	93	0	0	256	22	1	0

SOURCE KCNP (1980).

Tableau D-3

Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 2, 1945-1980

	Crétacé supérieur	Viking et sédiments équivalents	Mannville	Juras-sique	Trias	Permien et Pennsyl-vanien	Mississip-pien	Dévonien supérieur	Beaverhill Lake et Dévonien inférieur	Silurien, Ordovicien, Cambrien et Précambrien
1945	262	259	215	0	0	0	1	42	3	1
1946	60	60	37	0	0	0	0	10	3	2
1947	88	88	82	0	0	0	0	5	2	0
1948	108	108	105	0	0	0	0	31	4	1
1949	68	67	61	0	0	0	4	28	9	4
1950	96	96	87	0	0	0	14	30	7	3
1951	167	167	149	0	0	0	13	43	7	1
1952	252	252	226	0	0	0	10	63	11	1
1953	212	212	170	0	0	0	11	74	10	1
1954	140	140	95	0	0	0	5	25	2	0
1955	157	157	128	0	0	0	4	43	7	0
1956	167	167	157	0	0	0	3	46	7	1
1957	198	198	192	0	0	0	11	74	3	0
1958	201	201	185	0	0	0	3	61	3	0
1959	156	156	142	0	0	0	16	82	13	2
1960	95	95	77	0	0	0	13	55	3	1
1961	80	80	59	0	0	0	18	44	3	0
1962	95	95	72	0	0	0	6	43	5	0
1963	83	83	72	0	0	0	2	32	7	0
1964	124	124	110	0	0	0	7	46	3	0
1965	191	185	160	0	0	0	11	55	1	0
1966	211	211	138	0	0	0	10	28	6	0
1967	274	273	149	0	0	0	11	32	4	4
1968	336	336	210	0	0	0	18	84	8	2
1969	354	354	244	0	0	0	12	101	6	0
1970	347	347	293	0	0	0	19	141	21	12
1971	393	393	312	0	0	0	27	222	17	3
1972	405	403	311	0	0	0	13	204	8	7
1973	627	627	474	0	0	0	25	328	5	0
1974	564	562	485	0	0	0	42	176	4	0
1975	747	745	656	0	0	0	38	214	2	0
1976	980	973	873	0	0	0	62	463	4	0
1977	942	941	895	0	0	0	75	547	11	0
1978	911	910	875	0	0	0	74	543	8	1
1979	975	971	933	0	0	0	66	605	6	0
1980	181	181	178	0	0	0	21	116	1	0

SOURCE KCNP (1980).

Tableau D-4

Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 3, 1945-1980

	Crétacé supérieur	Viking et sédiments équivalents	Mannville	Juras-sique	Trias	Permien et Pennsyl-vanien	Mississip-pien	Dévonien supérieur	Beaverhill Lake et Dévonien inférieur	Silurien, Ordovicien, Cambrien et Précambrien
1945	16	15	14	0	0	0	0	8	3	0
1946	7	7	7	0	0	0	0	7	6	2
1947	9	9	8	0	0	0	0	5	2	2
1948	31	31	31	0	0	0	7	26	7	5
1949	392	392	389	0	0	0	183	377	27	6
1950	545	546	545	0	0	0	120	540	18	3
1951	263	265	265	0	0	0	29	221	9	1
1952	215	214	204	0	0	0	18	125	15	0
1953	140	140	125	0	0	0	4	53	13	2
1954	77	77	75	0	0	0	8	44	4	0
1955	67	67	66	0	0	0	8	51	5	2
1956	39	38	38	0	0	0	7	27	9	7
1957	43	40	43	0	0	0	7	30	15	10
1958	50	50	49	0	0	0	5	35	19	10
1959	42	42	43	0	0	0	4	28	15	5
1960	40	40	40	0	0	0	6	32	11	2
1961	66	66	65	0	0	0	2	43	18	1
1962	73	73	71	0	0	0	9	48	14	3
1963	60	60	60	0	0	0	6	41	10	1
1964	162	162	161	0	0	0	86	144	109	19
1965	285	285	285	0	0	0	136	239	175	10
1966	232	232	234	0	0	0	79	200	94	14
1967	137	136	137	0	0	0	36	95	59	12
1968	196	196	196	0	0	0	45	129	41	5
1969	189	191	191	0	0	0	56	144	38	3
1970	198	198	200	0	0	0	27	143	15	4
1971	220	222	223	0	0	0	19	171	20	0
1972	292	294	293	0	0	0	61	236	21	2
1973	434	440	439	0	0	0	51	368	32	0
1974	380	392	393	0	0	0	54	299	53	1
1975	518	524	522	0	0	0	41	421	40	2
1976	718	729	729	0	0	0	67	573	29	1
1977	628	640	639	0	0	0	63	473	61	1
1978	605	618	637	0	0	0	78	463	95	3
1979	621	637	667	0	0	0	86	451	138	2
1980	345	348	350	0	0	0	47	217	67	0

SOURCE KCNP (1980).

Tableau D-5

Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 4, 1945-1980

	Crétacé supérieur	Viking et sédiments équivalents	Mannville	Juras-sique	Trias	Permien et Pennsyl-vanien	Mississip-pien	Dévonien supérieur	Beaverhill Lake et Dévonien inférieur	Silurien, Ordovicien, Cambrien et Précambrien
1945	1	0	3	0	0	0	0	0	2	0
1946	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1947	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1948	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1949	2	0	3	0	0	0	0	1	4	4
1950	2	2	5	0	0	0	0	5	4	3
1951	4	4	6	0	0	0	0	8	6	6
1952	3	2	3	0	0	0	0	5	5	3
1953	3	3	3	0	0	0	0	3	1	0
1954	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1955	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1956	1	2	2	0	0	0	0	1	2	1
1957	15	11	26	0	0	0	0	13	18	17
1958	18	15	23	0	0	0	0	13	22	17
1959	11	9	16	0	0	0	0	12	15	9
1960	9	8	20	0	0	0	0	22	19	7
1961	11	7	12	0	0	0	0	12	12	5
1962	8	5	8	0	0	0	0	9	9	1
1963	4	0	11	0	0	0	0	10	6	2
1964	2	1	7	0	0	0	0	7	4	4
1965	15	13	15	0	0	0	0	14	8	3
1966	31	26	38	0	0	0	0	32	27	20
1967	17	13	22	0	0	0	0	17	14	11
1968	18	15	31	0	0	0	0	39	38	37
1969	24	41	52	0	0	0	0	60	64	52
1970	17	15	23	0	0	0	0	28	29	19
1971	15	13	16	0	0	0	0	21	19	9
1972	14	14	17	0	0	0	0	15	10	3
1973	28	33	42	0	0	0	0	21	17	4
1974	61	58	79	0	0	0	0	50	24	4
1975	34	44	58	0	0	0	0	38	20	0
1976	23	32	47	0	0	0	0	30	20	1
1977	40	49	66	0	0	0	0	54	16	2
1978	22	29	63	0	0	0	0	48	21	2
1979	32	40	68	0	0	0	0	43	36	1
1980	29	26	39	0	0	0	0	31	6	1

SOURCE KCNP (1980).

Tableau D-6

Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 5, 1945-1980

	Crétacé supérieur	Viking et sédiments équivalents	Mannville	Juras-sique	Trias	Permien et Pennsyl-vanien	Mississip-pien	Dévonien supérieur	Beaverhill Lake et Dévonien inférieur	Silurien, Ordovicien, Cambrien et Précambrien
1945	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1946	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1947	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1948	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1949	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1950	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1
1951	3	1	5	0	0	0	1	5	5	5
1952	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1
1953	2	0	2	0	0	0	2	2	2	2
1954	6	2	8	0	0	0	5	8	8	7
1955	1	1	2	0	0	0	2	2	2	1
1956	5	2	7	0	0	0	5	7	7	6
1957	4	4	4	0	0	0	2	4	4	3
1958	9	3	12	0	0	0	3	12	10	8
1959	4	2	5	0	0	0	2	3	3	1
1960	6	2	6	0	0	0	5	6	6	4
1961	6	1	6	0	0	0	6	6	6	5
1962	6	1	6	0	0	0	6	6	6	1
1963	11	1	11	0	0	0	8	10	10	2
1964	14	2	15	0	0	0	12	15	14	4
1965	33	5	31	0	0	0	27	32	32	11
1966	105	13	118	0	0	0	105	121	120	46
1967	287	29	309	0	0	0	287	324	323	73
1968	291	27	310	0	0	0	282	320	319	87
1969	161	10	161	0	0	0	156	174	173	26
1970	79	7	78	0	0	0	79	86	85	15
1971	73	9	77	0	0	0	54	76	75	5
1972	63	6	65	0	0	0	57	65	64	2
1973	60	16	63	0	0	0	54	53	50	2
1974	67	20	66	0	0	0	63	26	17	1
1975	82	12	84	0	0	0	70	41	9	0
1976	173	31	191	0	0	0	135	88	9	0
1977	227	28	233	0	0	0	185	91	14	1
1978	96	25	105	0	0	0	90	43	24	0
1979	90	14	110	0	0	0	81	64	36	1
1980	68	12	83	0	0	0	51	49	20	1

SOURCE KCNP (1980).

Tableau D-7

Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 6, 1945-1980

	Crétacé supérieur	Viking et sédiments équivalents	Mannville	Juras-sique	Trias	Permien et Pennsyl-vanien	Mississip-pien	Dévonien supérieur	Beaverhill Lake et Dévonien inférieur	Silurien, Ordovicien, Cambrien et Précambrien
1945	12	11	12	1	1	4	4	0	0	–
1946	1	1	0	0	0	0	0	0	0	–
1947	1	1	1	0	0	0	0	0	0	–
1948	2	2	0	0	0	0	0	0	0	–
1949	4	4	2	2	2	2	2	2	1	2
1950	15	15	14	11	10	12	13	13	8	13
1951	34	35	35	33	29	31	28	12	6	11
1952	38	38	37	31	27	20	20	10	3	8
1953	29	29	24	17	17	14	11	5	2	4
1954	22	22	17	8	10	10	10	6	4	6
1955	19	19	16	12	11	12	12	9	6	9
1956	44	41	37	30	28	24	25	10	5	7
1957	49	48	45	34	29	23	32	15	8	13
1958	39	37	37	25	25	21	30	20	10	13
1959	38	36	35	29	29	23	25	16	6	10
1960	28	28	27	24	24	22	23	18	5	16
1961	28	27	26	19	22	13	17	10	6	10
1962	46	43	43	35	36	23	22	16	13	11
1963	29	30	28	24	24	15	15	13	5	10
1964	37	32	32	28	26	14	12	5	2	2
1965	27	26	27	17	19	15	20	11	6	6
1966	21	18	21	12	13	12	17	13	9	10
1967	27	23	24	18	18	8	10	8	6	7
1968	37	34	36	31	32	20	24	15	9	12
1969	37	37	36	33	33	15	19	13	8	9
1970	51	47	52	44	42	19	25	18	13	15
1971	78	76	79	67	69	41	48	18	8	10
1972	129	131	131	105	112	68	85	23	9	11
1973	124	123	122	98	96	62	74	34	14	14
1974	141	142	141	101	109	84	104	34	11	16
1975	146	145	149	109	107	93	119	44	13	27
1976	192	186	195	126	130	99	153	34	8	27
1977	213	215	214	133	132	82	144	37	22	22
1978	175	178	182	116	104	53	102	29	17	10
1979	193	196	198	150	150	66	87	28	15	13
1980	74	65	65	48	54	20	32	10	8	3

SOURCE KCNP (1980).

Tableau D-8

Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 7, 1945-1980

	Crétacé supérieur	Viking et sédiments équivalents	Mannville	Juras-sique	Trias	Permien et Pennsyl-vanien	Mississip-pien	Dévonien supérieur	Beaverhill Lake et Dévonien inférieur	Silurien, Ordovicien, Cambrien et Précambrien
1945	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1946	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1947	1	1	1	1	0	0	1	1	1	0
1948	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1949	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1
1950	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
1951	4	4	4	3	3	3	3	1	1	0
1952	5	5	5	4	3	3	5	5	2	2
1953	12	12	12	12	12	12	12	12	1	1
1954	41	37	37	33	25	25	33	31	13	9
1955	75	72	72	70	64	60	72	70	21	19
1956	95	90	90	83	71	67	82	70	15	12
1957	85	79	76	64	46	36	71	55	14	9
1958	116	111	111	78	63	35	94	88	71	15
1959	229	229	229	109	77	49	228	228	210	27
1960	386	385	385	150	6	36	377	373	351	22
1961	409	408	408	140	55	33	395	386	365	15
1962	226	226	226	82	35	25	219	207	197	9
1963	434	432	430	249	207	149	394	351	321	22
1964	427	423	421	190	163	119	377	349	337	31
1965	303	300	300	115	92	61	286	271	246	43
1966	137	137	137	74	56	30	128	111	92	11
1967	79	73	70	49	36	23	58	46	33	3
1968	146	145	142	118	80	67	126	99	84	12
1969	139	138	138	104	66	47	123	100	90	17
1970	130	129	129	106	70	42	118	90	72	11
1971	151	150	148	124	57	36	122	98	61	14
1972	147	141	138	111	73	33	112	84	53	10
1973	165	160	159	127	82	46	126	94	70	8
1974	175	172	172	110	53	27	143	95	78	8
1975	125	122	121	91	49	35	92	51	37	6
1976	155	151	148	125	84	47	110	84	75	22
1977	184	181	179	148	84	36	110	76	61	21
1978	291	270	256	195	93	50	133	86	70	16
1979	364	327	327	235	125	55	162	102	81	12
1980	127	125	122	95	45	14	59	42	27	3

SOURCE KCNP (1980).

Tableau D-9

Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 8, 1945-1980

	Crétacé supérieur	Viking et sédiments équivalents	Mannville	Juras-sique	Trias	Permien et Pennsyl-vanien	Mississip-pien	Dévonien supérieur	Beaverhill Lake et Dévonien inférieur	Silurien, Ordovicien, Cambrien et Précambrien
1945	7	0	0	0	0	0	1	1	0	1
1946	1	1	1	1	0	0	1	1	0	0
1947	45	45	44	0	0	0	6	44	5	0
1948	156	156	156	2	0	0	49	151	8	1
1949	257	257	253	4	0	0	123	239	12	0
1950	309	309	283	1	0	0	144	263	13	0
1951	589	589	514	2	0	0	224	480	24	3
1952	917	915	715	5	1	0	281	618	26	1
1953	717	713	577	14	0	0	373	536	21	2
1954	687	495	373	35	0	0	275	317	22	3
1955	1 107	425	241	61	0	0	201	177	17	3
1956	1 318	415	275	99	1	0	210	147	8	2
1957	821	325	284	105	1	0	248	175	8	0
1958	957	346	327	59	1	0	286	232	11	3
1959	723	240	225	74	0	0	200	118	15	4
1960	760	237	227	100	0	0	201	86	19	2
1961	658	313	308	118	0	0	271	146	17	2
1962	745	431	422	178	5	0	381	210	21	6
1963	593	315	306	148	9	0	268	127	13	3
1964	557	303	294	115	11	0	248	152	11	4
1965	507	274	266	99	12	0	197	145	10	1
1966	394	248	244	66	13	0	206	165	8	1
1967	294	162	160	51	5	0	135	110	4	2
1968	282	174	173	43	3	0	137	120	12	6
1969	336	215	209	71	9	0	165	130	15	5
1970	247	170	166	77	8	0	141	99	19	0
1971	236	180	168	64	3	0	131	79	16	5
1972	324	214	211	80	4	0	146	105	19	2
1973	417	282	270	105	13	0	188	122	16	1
1974	382	272	258	113	13	0	188	94	8	1
1975	408	301	280	103	17	0	177	63	11	2
1976	474	356	329	114	10	0	198	99	10	7
1977	535	418	404	139	10	0	283	184	19	8
1978	699	526	512	227	10	0	400	304	25	7
1979	859	635	613	260	4	0	434	240	11	7
1980	241	189	183	88	2	0	128	53	4	2

SOURCE KCNP (1980).

Tableau D-10

Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 9, 1945-1980

	Crétacé supérieur	Viking et sédiments équivalents	Mannville	Juras-sique	Trias	Permien et Pennsyl-vanien	Mississip-pien	Dévonien supérieur	Beaverhill Lake et Dévonien inférieur	Silurien, Ordovicien, Cambrien et Précambrien
1945	575	437	503	423	4	2	430	13	6	4
1946	20	19	19	21	0	1	21	3	1	0
1947	11	11	11	11	0	0	10	2	1	0
1948	13	9	11	13	1	0	12	1	1	0
1949	8	7	10	9	0	0	10	3	0	0
1950	3	3	3	3	0	0	4	0	0	0
1951	5	4	5	5	0	0	1	0	0	0
1952	4	3	4	2	0	0	1	0	0	0
1953	9	8	9	8	0	0	7	3	0	2
1954	6	4	4	2	0	0	1	1	0	0
1955	8	5	7	4	0	0	5	3	0	0
1956	12	8	10	10	2	0	8	2	0	1
1957	18	10	15	16	0	2	12	2	0	1
1958	15	12	17	13	2	3	12	4	1	2
1959	15	12	15	13	0	0	10	4	1	1
1960	28	21	29	27	9	4	25	7	4	5
1961	24	19	24	26	3	3	22	5	2	2
1962	21	14	16	16	2	0	15	3	2	3
1963	9	6	7	8	1	0	5	2	0	1
1964	11	8	11	11	3	2	8	4	1	1
1965	6	5	5	4	1	0	2	1	0	1
1966	5	4	5	5	0	1	5	2	0	0
1967	11	10	11	9	0	0	5	1	0	0
1968	20	18	18	17	2	1	17	3	0	1
1969	21	17	20	17	1	1	14	4	2	2
1970	27	20	23	23	3	0	21	12	7	7
1971	19	14	16	14	1	0	9	5	2	0
1972	30	21	25	23	4	3	22	7	4	2
1973	21	15	18	17	8	2	16	6	2	4
1974	31	23	30	27	3	1	20	5	3	2
1975	31	22	31	25	4	2	21	3	2	3
1976	32	18	29	30	6	3	24	10	6	9
1977	45	31	38	35	6	0	28	19	11	14
1978	36	28	30	28	7	3	27	12	8	8
1979	35	27	24	26	4	2	27	13	8	8
1980	10	10	9	8	1	1	7	2	2	1

SOURCE KCNP (1980).

Appendice E

Les tableaux E-1 à E-8 présentent les données sur les additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel et sur le nombre de puits dans les régions (horizons et zones) choisies pour l'analyse des données désagrégées.

Tableau E-1

Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Dévonien supérieur et nombre de puits qui le visaient, toutes les zones, 1947-1979

	Pétrole (10^6 m^3)	Gaz naturel associé[1] (10^9 m^3)	Gaz naturel non associé[1] (10^9 m^3)	Nombre de puits visant l'horizon
1947	6,00			52
1948	0,25			194
1949	100,15	2,5	1,3	612
1950	45,50	0,1	0,4	809
1951	68,34	21,5	1,7	742
1952	8,54	19,0	7,7	818
1953	47,12	25,5	6,4	744
1954	25,20	3,3	5,9	433
1955	5,76	2,7	2,3	343
1956	46,26	21,2	13,1	296
1957	29,25	-7,0	13,0	339
1958	5,66	-0,9	36,9	349
1959	5,60	-0,8	9,7	238
1960	10,16	6,0	17,4	187
1961	0,65	0,8	3,4	240
1962	1,58	0,8	3,5	289
1963	3,63	1,5	3,3	226
1964	22,27	1,9	11,5	250
1965	20,96	3,2	18,1	305
1966	13,84	4,0	2,7	327
1967	1,16	0,3	8,8	205
1968	6,39	-0,8	23,7	202
1969	4,18	-0,1	27,0	222
1970	4,48	0,1	14,8	190
1971	11,51	2,6	0,6	185
1972	7,63	0,4	11,4	211
1973	0,91	4,2	3,9	253
1974	1,01	1,2	3,9	236
1975	1,02	-4,2	2,2	172
1976	0,67	1,0	5,5	230
1977	0,41	-0,7	12,2	355
1978	8,64	3,3	12,0	464
1979	25,54	0,9	4,7	396

1 La première observation correspond au total des années antérieures à 1950.

Tableau E-2

Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, et nombre de puits qui visaient ces horizons, toutes les zones sauf la zone 5, 1957-1979

	Pétrole (10^6 m^3)	Gaz naturel associé (10^9 m^3)	Gaz naturel non associé (10^9 m^3)	Nombre de puits visant ces horizons
1957	3,61	3,0	1,10	30
1958	22,63	8,0	0,01	91
1959	35,84	5,2	0,01	227
1960	45,64	10,9	0,60	374
1961	18,46	-1,3	0,60	398
1962	16,26	2,9	0,40	242
1963	6,97	-1,4	0,10	334
1964	26,85	2,9	0,30	410
1965	5,37	-1,3	0,01	432
1966	17,24	4,6	2,30	253
1967	8,90	0,7	7,30	100
1968	3,91	-	13,00	164
1969	1,50	-	4,50	171
1970	1,99	0,9	2,80	140
1971	7,85	0,1	2,00	143
1972	3,97	0,8	0,01	106
1973	0,01	5,8	7,10	153
1974	3,73	2,9	0,01	172
1975	1,15	-1,2	0,20	115
1976	1,82	1,1	7,90	124
1977	1,02	-0,1	4,80	1o3
1978	0,05	-	12,20	220
1979	1,45	-0,2	8,60	172

Tableau E-3

Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans l'horizon de Mannville et nombre de puits qui le visaient, toutes les zones, 1950-1979

	Pétrole (10^6 m^3)	Gaz naturel associé (10^9 m^3)	Gaz naturel non associé (10^9 m^3)	Nombre de puits visant l'horizon
Avant 1950	15,73	0,3	5,8	766
1950	0,06	-	3,7	96
1951	3,89	0,4	6,7	246
1952	2,01	0,8	6,8	425
1953	0,56	0,2	6,1	318

Tableau E-3 (fin)

	Pétrole (10^6 m^3)	Gaz naturel associé (10^9 m^3)	Gaz naturel non associé (10^9 m^3)	Nombre de puits visant l'horizon
1954	0,49	–	7,2	270
1955	0,15	0,6	6,4	232
1956	9,73	1,4	7,6	311
1957	5,14	3,2	11,8	286
1958	0,99	0,8	11,1	321
1959	1,76	0,9	6,4	326
1960	0,77	-0,0	16,4	238
1961	0,21	0,6	18,2	261
1962	0,93	-0,7	17,4	334
1963	4,51	0,4	13,0	441
1964	2,78	-0,1	23,4	559
1965	1,72	0,5	12,3	653
1966	1,98	0,8	6,6	446
1967	2,43	0,4	8,2	484
1968	3,16	0,7	14,9	631
1969	1,60	1,7	13,3	664
1970	0,54	0,1	6,8	746
1971	1,30	-0,2	16,6	905
1972	0,47	0,2	16,3	1 152
1973	3,24	2,0	31,3	1 565
1974	1,58	0,7	25,2	1 498
1975	0,67	2,0	24,2	1 777
1976	2,29	0,4	70,8	2 398
1977	0,20	1,7	62,0	2 501
1978	5,99	3,8	97,8	2 664
1979	2,03	2,6	47,8	2 813

Tableau E-4

Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, et nombre de puits qui visaient ces horizons, zone 5, 1965-1978

	Pétrole (10^6 m^3)	Gaz naturel associé (10^9 m^3)	Nombre de puits visant ces horizons
1965	9,03	5,2	21
1966	43,04	5,4	74
1967	44,78	-0,3	250
1968	9,40	0,1	232
1969	4,72	-0,6	147
1970	1,75	–	60
1971	1,89	1,4	70
1972	1,21	0,2	62
1973	0,75	-2,3	48
1974	0,33	–	16
1975	0,03	-1,7	9
1976	0,01	-0,0	9
1977	0,13	-0,0	24
1978	1,46	-0,3	35

Tableau E-5

Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Crétacé supérieur et nombre de puits qui le visaient, zone 8, 1953-1979

	Pétrole (10^6 m^3)	Gaz naturel associé (10^9 m^3)	Nombre de puits visant l'horizon
1953	28,76	8,4	4
1954	17,72	15,7	192
1955	33,42	2,3	682
1956	16,48	-6,1	903
1957	0,80	0,1	496
1958	3,79	-8,4	611
1959	9,28	1,7	483
1960	8,01	2,4	523
1961	3,25	6,1	345
1962	3,99	1,9	314
1963	2,07	-0,1	278
1964	1,10	–	254
1965	1,32	10,0	233
1966	5,25	9,3	146
1967	18,85	-6,7	132
1968	3,84	–	108
1969	1,54	11,1	121
1970	2,05	1,8	77
1971	0,01	-4,3	56
1972	1,00	0,9	110
1973	0,01	3,4	135
1974	0,92	0,3	110
1975	0,80	-1,0	107
1976	2,15	0,6	118
1977	0,01	2,0	117
1978	1,99	1,1	173
1979	1,24	1,8	224

Tableau E-6

Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans l'horizon de Viking et nombre de puits qui le visaient, toutes les zones, 1950-1979

	Pétrole (10^6 m^3)	Gaz naturel associé (10^9 m^3)	Gaz naturel non associé (10^9 m^3)	Nombre de puits visant l'horizon
Avant 1950	0,10	2,0	32,60	181
1950	1,33	–	2,00	41
1951	2,07	0,5	9,50	111
1952	5,89	7,0	4,80	251
1953	0,53	10,1	12,20	210
1954	2,19	1,9	12,00	186
1955	2,16	6,0	6,70	231
1956	0,01	5,4	10,60	165
1957	0,01	0,8	8,50	73
1958	0,68	0,8	4,60	48
1959	0,06	1,6	2,10	44
1960	0,79	0,2	4,80	47
1961	0,34	3,1	0,40	41
1962	0,28	0,1	4,40	64

Tableau E-6 (fin)

	Pétrole (10^6 m^3)	Gaz naturel associé (10^9 m^3)	Gaz naturel non associé (10^9 m^3)	Nombre de puits visant l'horizon
1963	0,01	1,4	1,90	40
1964	0,25	0,8	3,30	35
1965	0,04	2,2	2,40	48
1966	0,93	4,3	6,90	90
1967	0,75	4,2	0,01	144
1968	3,53	0,6	0,50	146
1969	1,01	0,1	0,01	130
1970	0,25	0,9	5,80	112
1971	0,40	-3,8	10,80	189
1972	0,58	0,3	12,30	159
1973	0,12	2,1	21,90	303
1974	0,87	0,1	8,30	225
1975	1,37	0,2	7,40	309
1976	1,07	0,9	13,90	530
1977	0,03	0,3	13,90	358
1978	0,84	0,4	26,00	323
1979	0,20	-0,1	9,90	172

Tableau E-7

Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Mississippien et nombre de puits qui le visaient, toutes les zones, 1950-1979

	Pétrole (10^6 m^3)	Gaz naturel associé (10^9 m^3)	Gaz naturel non associé (10^9 m^3)	Nombre de puits visant l'horizon
Avant 1950	19,46	21,4	11,3	502
1950	0,01	–	0,2	12
1951	0,01	–	48,1	23
1952	7,12	–	0,8	18
1953	0,01	–	3,1	16
1954	2,96	3,4	5,2	13
1955	11,87	7,0	17,4	28
1956	0,20	21,0	1,2	101
1957	10,82	-1,6	20,3	124
1958	0,27	–	50,7	85
1959	0,13	9,3	21,9	118
1960	1,08	12,2	47,3	158
1961	1,22	3,8	3,2	174
1962	2,44	7,0	14,3	223
1963	2,65	0,3	26,6	216
1964	0,03	0,0	29,0	172
1965	0,52	0,1	33,9	115
1966	1,84	0,3	3,2	87
1967	0,11	0,2	21,1	67
1968	0,56	2,3	20,2	93
1969	0,15	-0,9	18,2	97
1970	0,01	-1,8	3,8	110
1971	0,01	0,9	19,8	144
1972	0,13	0,6	9,1	190
1973	0,35	3,8	28,2	202
1974	0,44	5,0	18,2	310
1975	0,01	-3,0	5,0	313

Tableau E-7 (fin)

	Pétrole (10^6 m^3)	Gaz naturel associé (10^9 m^3)	Gaz naturel non associé (10^9 m^3)	Nombre de puits visant l'horizon
1976	0,02	1,9	19,0	359
1977	0,02	0,3	9,8	406
1978	0,09	0,2	5,5	364
1979	0,60	0,8	17,7	414

Tableau E-8

Additions aux réserves de gaz naturel dans le Crétacé supérieur, nombre de puits qui le visaient et taux moyen des additions par puits, zone 1, 1950-1979

	Additions aux réserves de gaz naturel non associé (10^9 m^3)	Nombre de puits visant l'horizon	Taux moyen des additions aux réserves de gaz naturel (10^6 m^3 puits)
Avant 1950	9,7	153	–
1950	–	6	–
1951	10,1	16	–
1952	–	10	–
1953	8,4	17	139,60
1954	–	18	–
1955	0,4	15	–
1956	11,5	13	–
1957	–	10	–
1958	9,1	40	218,75
1959	0,1	69	–
1960	1,2	38	–
1961	0,9	38	–
1962	–	36	–
1963	0,8	78	11,58
1964	3,3	28	–
1965	4,3	37	
1966	–	38	
1967	9,4	43	–
1968		84	34,76
1969	4,4	146	–
1970	2,4	314	–
1971	13,0	398	–
1972	4,2	738	–
1973	72,0	1 177	34,62
1974	84,2	1 311	–
1975	1,0	1 368	–
1976	19,2	2 118	–
1977	10,6	1 779	–
1978	5,9	1 764	–
1979	18,2	1 229	14,53

Notes

CHAPITRE 2

1 Cette technique estime les réserves en mesurant le volume de sédiments dans une région, qui est ensuite multiplié par un facteur de récupération du pétrole par unité de volume de sédiments.

2 Uhler (1977) soutient que cette critique de la méthode volumétrique est trop sévère en ce sens que la méthode repose également sur des observations.

3 Hubbert applique ce modèle à l'ensemble des États-Unis, mais il est préférable de l'utiliser à un niveau désagrégé puisque l'agrégation tend à diminuer la qualité de l'ajustement. Des preuves de cet effet de l'agrégation des données seront présentées plus loin.

4 Cette mesure de l'activité de forage sera analysée plus en détail plus loin.

5 La détermination du prix des réserves en terre est analysée en détail au chapitre 3.

6 Comme les gisements de pétrole d'un horizon géologique précis situé dans une zone géographique précise ont des caractéristiques relativement homogènes, il est raisonnable de faire cette hypothèse.

7 Bien entendu, un certain nombre de puits seront forés au-delà de l'horizon visé de manière à vérifier les structures situées à des profondeurs plus grandes, de sorte que cette approche mesurera incorrectement les activités de forage visant des horizons précis. Cela est particulièrement vrai dans le cas des horizons les moins profonds.

8 Cette forme fonctionnelle peut être utilisée dans les deux cas de capacité de discrimination et d'incapacité de discrimination dont nous avons parlé plus tôt.

CHAPITRE 3

1 Pour une analyse plus détaillée de ces calculs de prix, voir Uhler (1982*b*).

2 Les rentrées nettes des producteurs sont souvent définies autrement. Parmi ces autres définitions, la plus courante est sans doute celle qui consiste à déduire aussi l'impôt sur le revenu, mais cette déduction est plus difficile à faire que beaucoup ne le pensent.

3 Dans le cas où l'acquisition de réserves n'est pas déductible d'impôt, alors, bien entendu, le taux d'imposition influerait sur le prix des réserves. À l'heure actuelle, l'acquisition de réserves par l'exploration est déductible d'impôt, mais dans le cas où les réserves sont achetées, leur acquisition doit être amortie dans le temps comme toute autre immobilisation. Cette façon de procéder introduit une asymétrie qui fait que les entreprises ont intérêt à être intégrées verticalement, c'est-à-dire à réunir tous les stades depuis l'exploration jusqu'à la production.

4 Avant la signature de l'Accord conclu entre le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta, tout le pétrole d'une certaine qualité se voyait attribuer le même prix, de sorte qu'il est raisonnable d'utiliser le prix moyen à la tête de puits pour calculer le prix des réserves pendant les années de la période précédant la signature de cet accord. Toutefois, l'Accord fixe le prix des réserves découvertes en 1981 et après au prix mondial et le prix des réserves découvertes avant 1981 à un niveau inférieur ne pouvant pas excéder 75 % du prix mondial. Par conséquent, à compter de la date de la signature de l'Accord, il ne faut pas utiliser le prix moyen à la tête de puits pour calculer la valeur des nouvelles découvertes. L'Accord a été modifié par la suite de manière que les découvertes faites après 1973 se voient attribuer le prix mondial.

5 Il s'agit du nombre d'années avant que la moitié des réserves découvertes une année ne commence à être exploitée. La médiane est utilisée au lieu de la moyenne parce que l'exploitation d'une partie des découvertes faites pendant chacune des années de la période étudiée n'était pas encore commencée en 1979.

6 Ces valeurs ne figurent pas au tableau A-3.

CHAPITRE 4

1 L'appendice B peut être obtenu comme document à part. Les tableaux B-1 à B-28 se rapportent aux données sur le pétrole, les tableaux B-29 à B-66, aux données sur le gaz naturel pour les gisements de plus de 0,28 x 10^6 m^3, et les tableaux B-67 à B-121, aux données sur le gaz naturel pour les gisements plus petits.

2 L'appendice C est également présenté comme un document à part et peut être obtenu sur demande.

CHAPITRE 5

1 Ces gisements représentent environ 70 % des découvertes initiales homologuées. Pour l'estimation de l'offre, les réserves contenues dans les autres gisements et sur l'accroissement desquelles il n'y a pas de séries chronologiques complètes sont comptées dans les données annuelles sur les découvertes à leur volume estimé de 1981.

CHAPITRE 6

1 Par exemple, au lieu d'un PRNP de 378,73 $/$m^3$ en date du 1er janvier 1984 tel qu'établi dans l'Accord signé avec l'Alberta le 1er septembre 1981, le prix réel était de 236 $/$m^3$ environ à cause du plafond déterminé par le prix mondial.

2 Si le taux de diminution est de 0, l'élasticité des additions par rapport au prix ne peut pas alors être mesurée.

Liste des tableaux et graphiques

Tableaux

1-1 Additions potentielles aux réserves de pétrole brut léger et moyen dans le bassin de l'Alberta 2

2-1 Horizons géologiques et codes zonaux correspondants du ERCB 5

4-1 Additions aux réserves de pétrole et accroissements des réserves de pétrole dans le Dévonien supérieur, réserves primaires, toutes les zones 28

4-2 Estimations des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Dévonien supérieur, toutes les zones 31

4-3 Valeur du produit marginal du forage dans le Dévonien supérieur, toutes les zones 32

4-4 Volumes des approvisionnements en pétrole et en gaz naturel en fonction de variations des prix des réserves dans le Dévonien supérieur, toutes les zones 33

4-5 Estimations des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Dévonien supérieur, toutes les zones 34

4-6 Valeur du produit marginal du forage dans le Dévonien supérieur, toutes les zones 35

4-7 Estimations des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, toutes les zones sauf la zone 5 36

4-8 Valeur du produit marginal du forage dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, toutes les zones sauf la zone 5 37

4-9 Volumes des approvisionnements en pétrole et en gaz naturel en fonction de variations des prix des réserves dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, toutes les zones sauf la zone 5 37

4-10 Estimations des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, toutes les zones sauf la zone 5 38

4-11 Estimations des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans l'horizon de Mannville, toutes les zones 39

4-12 Valeur du produit marginal du forage dans l'horizon de Mannville, toutes les zones 39

4-13 Volumes des approvisionnements en pétrole et en gaz naturel en fonction de variations des prix des réserves dans l'horizon de Mannville, toutes les zones 40

4-14 Estimations des paramètres de l'équation des additions aux réserves de pétrole et valeur du produit marginal du forage pour du pétrole dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, zone 5 41

4-15 Estimations des paramètres de l'équation des additions aux réserves de pétrole et valeur du produit marginal du forage pour du pétrole dans le Crétacé supérieur, zone 8 42

4-16 Estimations des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans l'horizon de Viking, toutes les zones 42

4-17 Valeur du produit marginal du forage dans l'horizon de Viking, toutes les zones 43

4-18 Volumes des approvisionnements en pétrole en fonction de variations du prix des réserves de pétrole dans l'horizon de Viking, toutes les zones 44

4-19 Volumes des approvisionnements en gaz naturel non associé en fonction de variations du prix des réserves de gaz naturel dans l'horizon de Viking, toutes les zones 44

4-20 Estimations des paramètres des équations des additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Mississippien, toutes les zones 45

4-21 Valeur du produit marginal du forage dans le Mississippien, toutes les zones 46

4-22 Volumes des approvisionnements en pétrole et en gaz naturel en fonction de variations des prix des réserves de gaz naturel dans le Mississippien, toutes les zones 46

4-23 Sommaire des résultats de l'analyse des données désagrégées se rapportant au pétrole léger et au pétrole à densité moyenne du bassin de l'Alberta 48

4-24 Sommaire des résultats de l'analyse des données désagrégées se rapportant au gaz naturel du bassin de l'Alberta 48

5-1 Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel et activités de forage dans le bassin de l'Alberta 52

5-2 Estimations des paramètres selon les deux modes de spécification des équations des additions totales aux réserves de pétrole et de gaz naturel qui utilisent les données sur les forages pour du pétrole et du gaz naturel 53

5-3 Volumes des approvisionnements en pétrole et en fonction de variations des prix des réserves de pétrole 54

5-4 Découvertes de pétrole et accroissements des réserves de pétrole dans le bassin de l'Alberta 56

5-5 Découvertes de gaz naturel et accroissements des réserves de gaz naturel dans le bassin de l'Alberta 57

5-6 Estimations des paramètres des fonctions d'accroissement des réserves de pétrole et de gaz naturel non associé 58

5-7 Estimations des paramètres des équations des découvertes de pétrole dans le bassin de l'Alberta 60

5-8 Estimations des paramètres des équations des découvertes de gaz naturel non associé dans le bassin de l'Alberta 60

A-1 Pétrole brut en Alberta : prix à la tête de puits, rentrées nettes des producteurs et prix des réserves, 1947-1981 70

A-2 Coûts, taxes et redevances associés à la production de pétrole brut, 1947-1981 71

A-3 Gaz naturel en Alberta : prix à la tête de puits, rentrées nettes des producteurs et prix des réserves, 1949-1981 72

A-4 Coûts, taxes et redevances associés à la production de gaz naturel, 1947-1981 73
D-1 Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 0 83
D-2 Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 1 84
D-3 Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 2 85
D-4 Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 3 86
D-5 Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 4 87
D-6 Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 5 88
D-7 Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 6 89
D-8 Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 7 90
D-9 Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 8 91
D-10 Nombre de puits par horizon et par année dans la zone 9 92
E-1 Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Dévonien supérieur et nombre de puits qui le visaient, toutes les zones, 1947-1979 93
E-2 Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, et nombre de puits qui visaient ces horizons, toutes les zones sauf la zone 5, 1957-1979 93
E-3 Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans l'horizon de Mannville et nombre de puits qui le visaient, toutes les zones, 1950-1979 93
E-4 Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Beaverhill Lake et le Dévonien inférieur, et nombre de puits qui visaient ces horizons, zone 5, 1965-1978 94
E-5 Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Crétacé supérieur et nombre de puits qui le visaient, zone 8, 1953-1979 94
E-6 Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans l'horizon Viking et nombre de puits qui le visaient, toutes les zones, 1950-1979 94
E-7 Additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel dans le Mississippien et nombre de puits qui le visaient, toutes les zones, 1950-1979 95
E-8 Additions aux réserves de gaz naturel dans le Crétacé supérieur, nombre de puits qui le visaient et taux moyen des additions par puits, zone 1, 1950-1979 95

Graphiques

2-1 Zones de l'Alberta selon Potter et Liddle 6
2-2 Modèle de Hubbert 7
2-3 Modèle de Hubbert 7
2-4 Modèle d'AMS 7
2-5 Modèle d'AMS 8
2-6 Additions aux réserves en fonction du nombre cumulatif de puits dans deux horizons 13
2-7 Additions aux réserves en fonction du nombre cumulatif de puits dans deux horizons agrégés 14
3-1 Ratios des rentrées nettes des producteurs et des prix des réserves par rapport aux prix à la tête de puits, pétrole brut, Alberta, 1948-1981 22

3-2 Valeur médiane du délai entre l'année de découverte et le début de la production et taille moyenne des gros gisements, 1962-1975 24

3-3 Ratios des rentrées nettes des producteurs et des prix des réserves par rapport aux prix à la tête de puits, gaz naturel, Alberta, 1954-1981 25

5-1 Facteurs d'accroissement et prix des réserves 58

Bibliographie

ARPS, J. J., M. MORTADA et A. E. SMITH, « Relationship between proved reserves and exploratory effort », *Society of Petroleum Engineers of AIME*, Paper No. *SPE* 2995, 1970.

HUBBERT, M. K., *Energy Resources*, Publication 1000-D, Washington, National Academy of Sciences-National Research Council, 1962.

KLEOPFER, COLES, NIKIFORUK, PENNELL AND ASSOCIATES LTD., « Alberta Ultimate Gas Potential and Reserve Addition Rates », mémoire présenté relativement à l'Ordre, nº PO-1-EHR-1-80 de l'Office national de l'énergie, Ottawa, 1980.

UHLER, Russell S., « Economic concepts of petroleum energy supply », *Oil in the Seventies*, textes rassemblés par Watkins et Walker, Vancouver, The Fraser Institute, 1977, pp. 5-42.

———, « The supply of natural gas reserves in Alberta », *Recent Advances in Natural Resource Economics*, textes rassemblés par A. D. Scott, Oxford University Press, 1982*a*.

———, « Oil reserves prices », *Resources*, Paper No. 66, Programme in Natural Resource Economics, Vancouver, Université de la Colombie-Britannique, 1982*b*.